Deutscher Bundestag **Drucksache 11/7993**
11. Wahlperiode 24. 09. 1990

Bericht

der Enquete-Kommission „Gestaltung der technischen Entwicklung; Technikfolgen-Abschätzung und -Bewertung" gemäß Beschluß des Deutschen Bundestages vom 5. November 1987
— Drucksachen 11/220, 11/311, 11/403, 11/979 —

Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft

Inhaltsübersicht

Vorwort

Mit dem Bericht „Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft" schließt die Kommission ihre über eineinhalb Wahlperioden gehende Arbeit ab. Insgesamt fünf Darstellungen zu verschiedenen Sachthemen und ein Institutionalisierungsbericht haben nicht nur aufgezeigt, was Technikfolgen-Abschätzung (TA) für den Deutschen Bundestag leisten kann, sondern auch den Weg für die Einrichtung einer dauerhaften Beratungseinheit des Parlaments bei technikbezogenen Problemstellungen geebnet. Ich freue mich besonders, daß der Aufbau des „Technikfolgenabschätzungsbüros Deutscher Bundestag" bereits begonnen hat, so daß die bislang von der Kommission wahrgenommenen Aufgaben ohne Unterbrechung auf den Ausschuß für Forschung, Technologie und Technikfolgenabschätzung und diese neue Einrichtung übergehen können.

Dieser Bericht stammt in seinen wesentlichen Teilen (A und D) aus der Feder der beauftragten Gutachter. Kompetenz, Interdisziplinarität und TA-Erfahrung dieses Teams um Dr. Nitsch erlaubte es der Kommission, sich bei diesem Projekt auf die Rolle des Initiators, kritischen Begleiters und Ansprechpartners für das Parlament zu beschränken. Daß alle in der Kommission vertretenen Abgeordneten und Sachverständigen den enstandenen Text für eine angemessene und gelungene Darstellung der Problematik halten, sollte die Diskussion über diese wichtige Zukunftsfrage im Deutschen Bundestag sehr erleichtern. Stellvertretend für ihn und die Kommission möchte ich allen Gutachtern und Sachverständigen für ihre hervorragende Arbeit danken.

Mein Dank als Vorsitzender gilt insbesondere den Kommissionsmitgliedern der Arbeitsgruppe „Wasserstoff", die in diesem TA-Prozeß die Aufgaben der Kommission meist stellvertretend wahrgenommen haben, sowie dem Sekretariat, das diese Arbeit kenntnis- und ideenreich unterstützt hat.

Bonn, 24. September 1990

Dr. Friedrich Kronenberg

Vorsitzender der Enquete-Kommission
des 11. Deutschen Bundestages
„Gestaltung der technischen Entwicklung;
Technikfolgen-Abschätzung und -Bewertung"

Mitglieder der Enquete-Kommission

Stand 31. August 1990

Dr. Friedrich Kronenberg, MdB (CDU/CSU)
— Vorsitzender —

Edelgard Bulmahn, MdB (SPD)
— Stellvertretende Vorsitzende —

Dr. Walter Hitschler, MdB (FDP)
Josef Linsmeier, MdB (CDU/CSU)
Dr. Dietrich Mahlo, MdB (CDU/CSU)
Peter Paterna, MdB (SPD)
Bärbel Rust, MdB (DIE GRÜNEN)
Ottmar Schreiner, MdB (SPD)
Dr. Alexander Warrikoff, MdB (CDU/CSU)

Dr. Eckart John von Freyend
Prof. Dr. Martin Gralher
Prof. Dr. Helmar Krupp
Dr. Joachim Müller
Prof. Dr. Herbert Paschen
Roland Schneider (ab 27.11.1989)
Reinhard Ueberhorst
Dr. Hans Zoebelein

Sekretariat

Dr. Dirk Jaeger
— Leiter —

Dr. Carl Bulich
Marianne Herrmann
Dr. Rolf Meyer
Irina Tissen

Verzeichnis der Gutachter

J. Nitsch, H. Klaiß, J. Meyer
Deutsche Forschungsanstalt für Luft- und Raumfahrt,
Studiengruppe Energiesysteme, Stuttgart (DLR)

H. J. Ziesing, M. Horn
Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e.V.,
Abteilung Bergbau und Energiewirtschaft, Berlin (DIW)

W. Schulz, R. Heuer
Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Köln (EWI)

G. Hagedorn
Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München (FfE)

H. Selzer, R. Wurster, D. Reismayr
Ludwig — Bölkow — Systemtechnik GmbH Ottobrunn (LBS)

J. Luther, R. Steinberger-Willms, H.G. Beyer
Universität Oldenburg, Fachbereich Physik,
Arbeitsgruppe „Physik regenerativer Energiesysteme“, Oldenburg
(Uni Oldenburg)

Inhaltsverzeichnis

Abschnitt E:

ABSCHNITT A:

Kurzfassung des Berichts der Gutachter

1. Der Auftrag

Die wachsende Belastung der Umwelt mit energiebedingten Schadstoffen — insbesondere mit klimarelevanten Spurengasen (vor allem Kohlendioxid — CO_2) — macht Gegenmaßnahmen unumgänglich. Dies bedeutet, in Zukunft den weltweiten Verbrauch fossiler Energieträger, als Hauptquelle der anthropogenen CO_2-Belastung, drastisch zu reduzieren. Als eine wesentliche technische Option in diesem Zusammenhang werden die erneuerbaren Energiequellen und der solare Wasserstoff angesehen. Unter dem Blickwinkel der technischen Machbarkeit und der energie- und umweltpolitischen Bedeutung sind hierzu in den vergangenen Jahren eine Reihe von Untersuchungen erarbeitet worden. Für die letztlich zu treffenden politischen Entscheidungen fehlt es allerdings an einer Untersuchung der zu berücksichtigenden Gesamtzusammenhänge und Folgen beim Aufbau einer Solarenergie- und Wasserstoffwirtschaft.

Vor diesem Hintergrund hatte die Enquete-Kommission des Deutschen Bundestages „Technikfolgen-Abschätzung und -Bewertung" ein Forschungsvorhaben ausgeschrieben, welches die Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine „solare Wasserstoffwirtschaft" behandeln soll und dessen Bearbeitung im März 1989 einer Studiengruppe unter der Federführung der Deutschen Forschungsanstalt für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) übertragen.

2. Wesentliche Rahmenbedingungen und Struktur der Untersuchung

Mit der Enquete-Kommission bestand Übereinstimmung, daß die der Untersuchung zugrunde zu legenden Szenarien einer zukünftigen Energieversorgung (Zeithorizont 2050) in Anlehnung an die Empfehlungen der Klimakonferenz in Toronto (Juni 1988) von einer 25 %igen Reduktion der energiebedingten CO_2-Emissionen bis zum Jahr 2005 und einer 75 %igen Reduktion bis zum Jahr 2050 ausgehen sollten. Zur weiteren Nutzung der Kernenergie wurde festgelegt, daß eine Entwicklungslinie vorzusehen sei, bei der auf die Kernenergie bis zum Ende des ersten Betrachtungszeitraums (2005) verzichtet wird (Hauptpfad I). In einer zweiten Entwicklungslinie ist über den gesamten Betrachtungszeitraum ein Einsatz der Kernenergie zugelassen (Hauptpfad II). Damit konnte den unterschiedlichen Einschätzungen der Kommission hinsichtlich der Risiko- und Akzeptanzproblematik der Kernenergie Rechnung getragen werden. Unter diesen Randbedingungen sollten die Einsatzmöglichkeiten erneuerbarer Energiequellen und insbesondere von solarem Wasserstoff als Sekundärenergieträger untersucht und die Folgen und Realisierungsbedingungen ihres Einsatzes festgestellt werden. Ohne diese vorgegebenen Limitierungen, insbesondere auf der fossilen Seite, würden erneuerbare Energiequellen unter den gegenwärtig herrschenden strukturellen und ökonomischen Bedingungen in der Energiewirtschaft auf absehbare Zeit keinen wesentlichen Beitrag zur Energieversorgung leisten. Insofern spiegeln die der Arbeit zugrunde gelegten Energieszenarien grundsätzlich günstige Rahmenbedingungen für den Aufbau einer solaren Energiewirtschaft unter Einschluß von Wasserstoff wider.

Um der grundsätzlichen Ungewißheit langfristiger energiewirtschaftlicher Entwicklungsstrategien Rechnung zu tragen, wurden mit Hilfe von vier aussagekräftigen Aufbauvarianten innerhalb der beiden Hauptpfade die Gestaltungsmöglichkeiten einer solaren Energieversorgung mit unterschiedlich starker Beteiligung von Wasserstoff ausgelotet. Damit konnte die technisch und strukturell plausible Bandbreite einer solaren Energiewirtschaft unter Einschluß von Wasserstoff erfaßt und die aus heutiger Sicht zweckmäßigste Kombination konventioneller und regenerativer Energieversorgungssysteme näherungsweise ermittelt werden.

Im einzelnen wurden untersucht und in fünf Materialienbänden ausführlich dokumentiert:

I. Entwicklungspfade einer zukünftigen Energiewirtschaft in Form konsistenter Szenarien der Energieversorgungsstruktur der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2050 (Hauptpfade I und II)

II. Technische, ökonomische und umweltrelevante Kennwerte der Schlüsseltechnologien einer solaren Wasserstoffwirtschaft

III. Technisch-strukturelle Gestaltungsmöglichkeiten und Bandbreite einer solaren Wasserstoffwirtschaft in Form unterschiedlicher Aufbauvarianten für die Zeitpunkte 2005, 2025 und 2050 (Varianten A bis D)

IV. Kosten, Wirtschaftlichkeit und andere ökonomische Aspekte einer solaren Energieversorgung unter Einschluß von Wasserstoff

V. Folgen und Realisierungsbedingungen der Aufbaustrategien; Hemmnisse bei der Einführung solarer Technologien und daraus abgeleitete Handlungsempfehlungen für die Energiepolitik.

Das Untersuchungsgebiet hinsichtlich Energienachfrage und Versorgungsstruktur ist die Bundesrepublik Deutschland, der Zeitrahmen erstreckt sich bis zum Jahr 2050.

3. Strukturveränderungen in den Hauptpfaden und ihre Auswirkungen auf die konventionelle Energieversorgung

Die Nutzung erneuerbarer Energiequellen steht in der Bundesrepublik Deutschland erst am Beginn und ist kurz- bis mittelfristig nur in begrenztem Umfang erweiterbar. Aufbaustrategien für eine solare Energie- und Wasserstoffwirtschaft müssen unter Einhaltung obiger Rahmenbedingungen daher vorrangig auf eine möglichst rasche Senkung der Energienachfrage hinwirken. In diesem Sinne sind die hier untersuchten Entwicklungslinien zunächst vor allem Strategien zugunsten der rationellen Energieverwendung sowie unmittelbar anschließend zugunsten der direkten dezentralen Solarenergienutzung und, daraus abgeleitet und zeitlich nachgelagert, solche zugunsten des solaren Wasserstoffs. Abb. 1 gibt einen Eindruck hinsichtlich Höhe und zeitlicher Entwicklung des Endenergieverbrauchs und der jeweiligen Anteile der einzelnen Energiequellen. Sehr rasche strukturelle Veränderungen verlangt insbesondere Hauptpfad I, bei dem der gesamte Endenergieverbrauch wegen der Limitierung zweier Primärenergiequellen schon bis zum Jahr 2005 um nahezu ein Drittel vermindert werden muß, was bei den angenommenen Wachstumsbedingungen der Volkswirtschaft einer Verringerung der Energieintensität auf unter die Hälfte (46 %) des derzeitigen Wertes[1]) entspricht. Dies erfordert in sämtlichen Verbrauchssektoren erhebliche Veränderungen des Verbrauchsverhaltens (z.B. über erhöhte Energiepreise), deutliche Strukturveränderungen (z.B. im Verkehr) und beträchtliche investive Maßnahmen zugunsten der rationellen Energieverwendung (z.B. bei der Wärmedämmung).

Im Hauptpfad II besteht für die Energieverbraucher eine geringer ausgeprägte Notwendigkeit zur rationellen Energieverwendung. Sie muß aber auch hier über die Entwicklung der letzten 15 Jahre hinausgehen (Verringerung der Energieintensität bis 2005 auf 60 % des heutigen Wertes). Erforderlich sind jedoch stärkere strukturelle Veränderungen zugunsten der Elektrizität wegen des Anwachsens des Kernenergieanteils an der Energieversorgung.

Die Umstrukturierungen bei der Deckung des Energiebedarfs haben beträchtliche Auswirkungen auf die Kohle- und Mineralölwirtschaft, während die Gaswirtschaft bei nahezu konstantem Gesamtabsatz nach 2005 zunehmend Erdgas durch Wasserstoff ergänzt bzw. längerfristig ersetzt (vgl. Tab. 1).

Bei einem Verzicht auf Kernenergie (Hauptpfad I) kann der Kohlebergbau noch über das Jahr 2005 hinaus seinen gegenwärtigen Versorgungsbeitrag aufrechterhalten, um längerfristig auf etwa ein Fünftel des heutigen Beitrags zu fallen. Im Hauptpfad II setzt dagegen aufgrund des zunehmenden Kernenergieeinsatzes ein unmittelbarer Rückgang des Kohlebedarfs ein, der zu einer Reduktion auf rund 50 % des gegenwärtigen Beitrags im Jahr 2005 und längerfristig (nach 2025) zur Aufgabe der Kohleförderung führt. Die Mineralölwirtschaft erleidet kräftige Absatzeinbußen, die in Hauptpfad I ausgeprägter als im Hauptpfad II sind. Der angenommene Beitrag der Kernenergie im Hauptpfad II verlangt den zusätzlichen Bau von rund 9000 MW_{el} Kraftwerkskapazität bis 2005 und die Inanspruchnahme etwa derselben Kapazität im Ausland, falls „CO_2-freier" Strom importiert werden soll. Im gesamten Betrachtungszeitraum (bis 2050) müssen unter Berücksichtigung von Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen in der BRD nahezu 100 Kernkraftwerke (je 1300 MW_{el}) gebaut und etwa 40 Anlagen abgerissen werden. Den Auswirkungen dieses Aufbaus auf die verfügbaren Uranressourcen und auf die Beseitigung von Anlagen und abgebrannten Brennelementen konnte nicht nachgegangen werden.

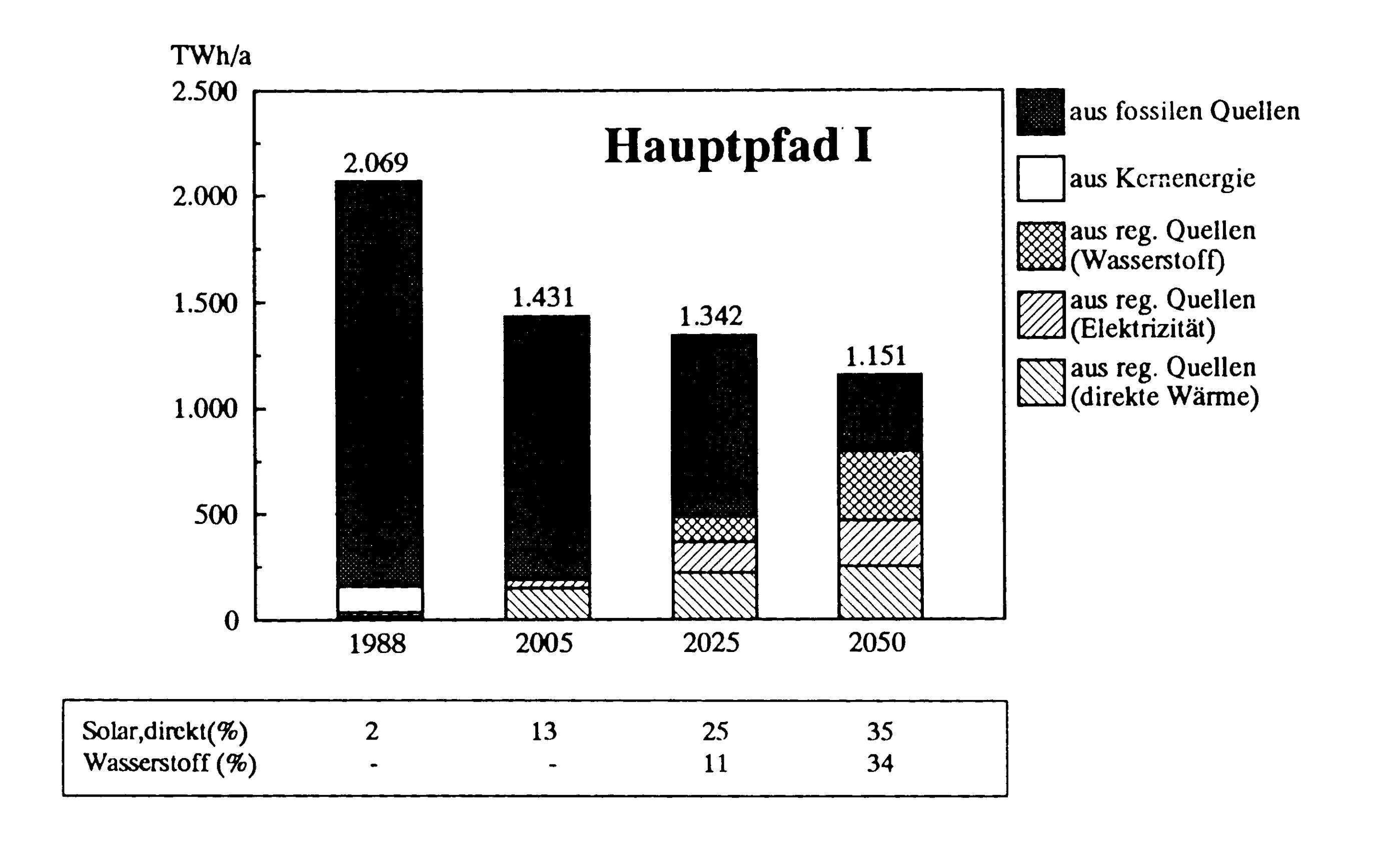
Die genannten Folgen für die fossile und nukleare Energieversorgung entstehen unabhängig von den Aufbaustrategien einer solaren Wasserstoffwirtschaft; sie sind vielmehr ausschließlich Resultat der der Untersuchung zugrunde liegenden Vorgaben und Rahmenbedingungen.

4. Die Entwicklung der Solarenergie- und Wasserstoffnutzung

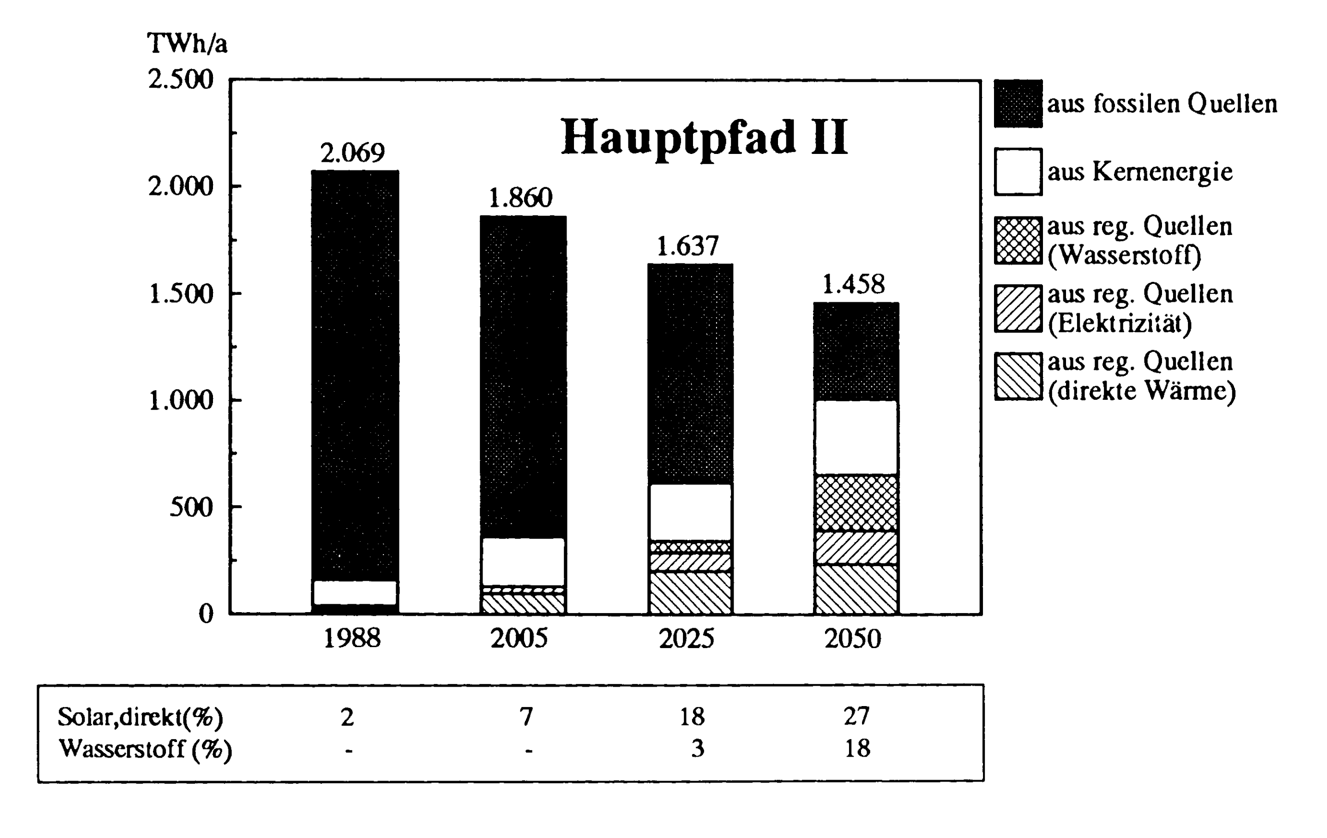
Im Betrachtungszeitraum wächst der Beitrag erneuerbarer Energiequellen von gegenwärtig knapp 2 % am Endenergieverbrauch auf etwa 70 % (Hauptpfad I, 2050) bzw. 45 % (Hauptpfad II, 2050). Er setzt sich zusammen aus direkt genutzter Wärme (aus Kollektoren, Wärmepumpen, Abfallbiomassen und Müll), aus direkt nutzbarem Strom (aus Wasserkraft, Biomasse, Wind, photovoltaischen und solarthermischen Kraftwerken) und aus Wasserstoff (aus Überschußstrom und anders nicht erschließbarer Wasserkraft mittels Elektrolyse). Erneuerbare Energien werden also im Hauptpfad I zur dominierenden Energiequelle, im Hauptpfad II stellen sie etwa gleichgewichtig mit der Kernenergie die Basis der Energieversorgung dar (vergl. Abb. 1 und Tab 1). Ab 2025 werden je nach Variante unterschiedliche Anteile solaren Stroms und solaren Wasserstoffs aus einstrahlungsreichen Gebieten importiert, wobei die maximalen Importanteile bei 27 % (Hauptpfad I, 2050) bzw. 12 % (Hauptpfad II, 2050) bezogen auf den gesamten Primärenergieverbrauch liegen.

Die Bedeutung von Wasserstoff besteht darin, die Einsatzmöglichkeiten solarer Elektrizität in zeitlicher, räumlicher und anwendungstechnischer Hinsicht zu erweitern. In allen Varianten wurde zunächst der direkten Nutzung solarer Elektrizität Vorrang eingeräumt. In welchem Maße dies geschehen kann, wird im wesentlichen durch die Höhe des fluktuierenden Anteils der solaren Stromerzeugung (Strom aus Strahlung und Wind) am Bruttostromverbrauch und durch die Deckungslücke bei Treibstoffen, wo Strom nur begrenzt (Individualverkehr) oder überhaupt nicht (Luftverkehr) eingesetzt werden kann, bestimmt.

[1]) Energieintensität = Verhältnis von (End-)Energieverbrauch und Bruttosozialprodukt. Während des ebensolangen Zeitraums 1973-1988 sank die Energieintensität der deutschen Volkswirtschaft um rund 25 %.



	1988	2005	2025	2050
Solar,direkt(%)	2	13	25	35
Wasserstoff (%)	-	-	11	34



	1988	2005	2025	2050
Solar,direkt(%)	2	7	18	27
Wasserstoff (%)	-	-	3	18

Abb. 1: **Beitrag der einzelnen Primärenergiequellen zur Endenergiebedarfsdeckung in den Hauptpfaden (Variante A) mit Differenzierung im regenerativen Bereich nach direkter thermischer Nutzung, direktem Einsatz von solarem Strom und Einsatz von Wasserstoff.**

Tabelle 1

Struktur des Primärenergieeinsatzes in den beiden Hauptpfaden (in % des jeweiligen Gesamtverbrauchs)

Energiequelle	1988	Hauptpfad I 2005	Hauptpfad I 2025	Hauptpfad I 2050	Hauptpfad II 2005	Hauptpfad II 2025	Hauptpfad II 2050
Fossile Energien	85,4	88,7	65,2	36,6	70,6	50,9	26,7
— Kohlen	27,3	32,9	21,8	9,7	17,0	8,5	0,9
— Mineralöl	41,9	34,4	27,9	15,7	34,8	25,4	14,8
— Erdgas	16,2	21,3	15,5	11,2	18,8	17,0	11,0
Kernenergie[1])	12,1	—	—	—	22,7	29,8	34,6
Erneuerbare EQ	2,5	11,3	34,8	63,4	6,7	19,3	38,7
— Inland	2,5	11,3	25,3	36,6	6,7	16,8	26,5
— Import[2])	—	—	9,5	26,8	—	2,5	12,2
Gesamtverbrauch (%)	100	100	100	100	100	100	100
(in Mill. t SkE/a)	389	287	260	219	361	333	299
(in TWh/a)	3170	2338	2119	1780	2938	2713	2436

[1]) einschließlich konventionellen Stromimports in Hauptpfad II
[2]) je nach Aufbauvariante unterschiedliche Anteile von Strom und Wasserstoff

Das fluktuierend vorliegende Elektrizitätsangebot kann prinzipiell auf dreierlei Weise genutzt werden:

— Direkte Nutzung durch Einspeisung in Netze und Verbundbetrieb mit konventionellen Kraftwerken. Bei dieser Nutzungsart entsteht ab etwa 20 % bis 30 % Anteil am Bruttostromverbrauch Überschußstrom.

— Tageszeitliche Speicherung von Strom mittels „direkter" Elektrizitätsspeicher (Pumpspeicher, Batteriespeicher, längerfristig supraleitende magnetische Speicher). Die Begrenzungen liegen in der Speicherkapazität und den relativ hohen Speicherkosten.

— Die über längere Zeiten und in größeren Mengen mögliche „indirekte" Elektrizitätsspeicherung durch Herstellung von Wasserstoff (Elektrolyse) und seine Nutzung als Brenn- und Treibstoff sowie seine begrenzte Rückverstromung (vorzugsweise in Wärme-Kraft-Kopplung), wenn die Nachfragestruktur bei Elektrizität dies erfordert. Die technisch und ökonomisch begrenzenden Faktoren liegen hier bei der zu installierenden Elektrolyseleistung, welche dem tageszeitlichen Rhythmus des Energieüberschusses folgen muß. Eine Wandlung in Wasserstoff bietet sich auch an, wenn Primärenergiequellen erschlossen werden sollen, bei denen die Ankopplung an Versorgungssysteme nicht mittels Elektrizität möglich ist (z.B. überseeische Transportwege).

In die Gestaltung der Aufbauvarianten A bis D der Hauptpfade wurden diese Gesichtspunkte eingebracht und der jeweilige Anteil solaren Wasserstoffs ermittelt. Bedarf an Wasserstoff entsteht demnach erst, wenn die Anteile erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch über 20 % steigen (Abb. 2). Dies entspricht bei der durch die Hauptpfade vorgegebenen Umstrukturierungsgeschwindigkeiten einem Zeitpunkt von etwa 2010 in Hauptpfad I und etwa 2020 in Hauptpfad II, ab dem solarer Wasserstoff in relevanten Mengen in einer solaren Energieversorgung benötigt wird. Sein Anteil steigt danach etwa linear mit weiteren wachsenden Anteilen erneuerbarer Energiequellen (vergl. auch Abb. 1). Strukturelle Veränderungen in den Verbrauchssektoren (z.B. Elektrofahrzeuge) können den Wasserstoffbedarf reduzieren.

Im Hauptpfad II kann prinzipiell die ohnehin vorhandene Kernkraftwerkskapazität besser ausgenutzt werden, wenn auch mit ihr in Schwachlastzeiten Wasserstoff produziert würde. Der erforderliche Beitrag solaren Wasserstoffs betrüge dann selbst im Jahr 2050 lediglich knapp 10 %. Eine sich vermehrt auf Kernenergie abstützende Energieversorgung würde daher vermutlich keinen oder nur geringen Bedarf an solarem Wasserstoff haben. Der Beitrag erneuerbarer Energiequellen beschränkte sich im wesentlichen auf die direkte solare Wärme- und Strombereitstellung.

5. Kosten und Wirtschaftlichkeit solarer Energieversorgungssysteme

Das Kostenniveau regenerativ erzeugter Endenergie wird durch eine Vielzahl von Einflußgrößen bestimmt. Basis der Kostenermittlung sind die technischen und ökonomischen Kenngrößen der Schlüsseltechnologien einer solaren Energiewirtschaft, den Stromerzeugungsanlagen, Elektrolysen, Speicher- und Transportsystemen, Verflüssigungsanlagen und speziellen Nutzungstechnologien. Angaben unter Berücksichtigung technischer Fortschritte und der Einflüsse einer industriellen Serienfabrikation,

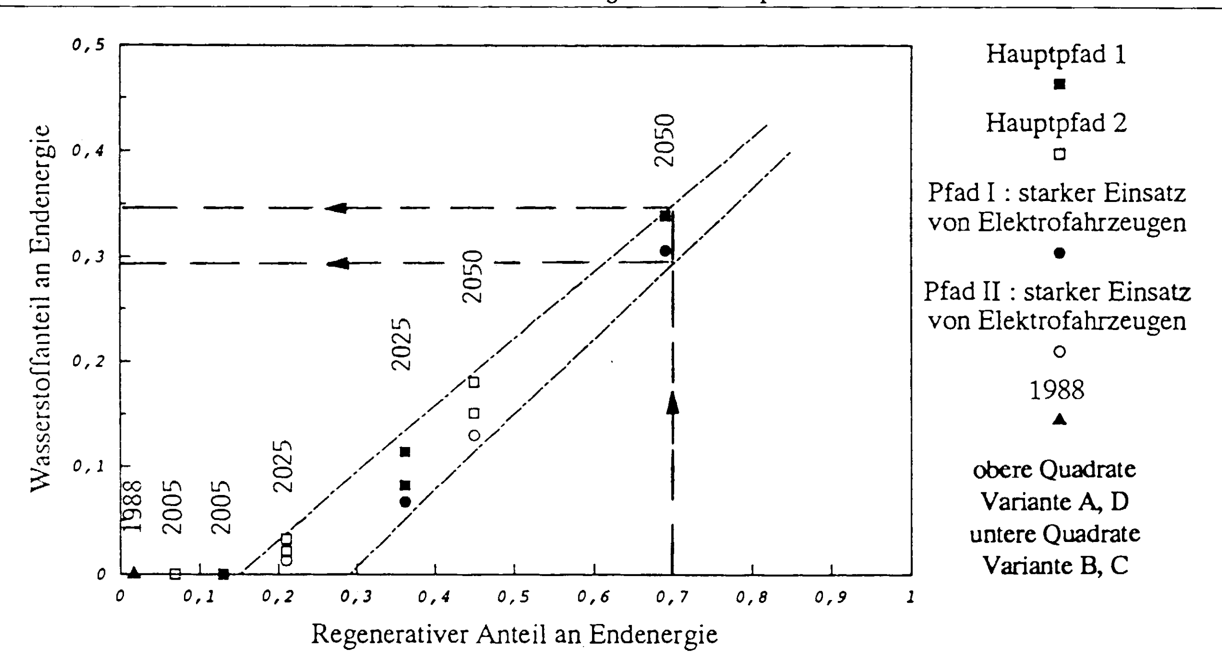


Abb. 2: **Anteil solaren Wasserstoffs an Endenergieverbrauch als Funktion des gesamten regenerativen Anteils am Endenergieverbrauch in den Varianten A bis D der Hauptpfade I und II.**
Bei bestimmten Anteilen regenerativer Energie am Endenergieverbrauch (z.B. 0,7 bzw. 70 %) wird innerhalb einer Bandbreite, welche näherungsweise durch die beiden Geraden angedeutet ist, solarer Wasserstoff als Endenergieträger erforderlich (im Beispiel zwischen 0,28 und 0,34).

welche sich in Form teilweise beträchtlicher Lerneffekte auf die spezifischen Investitionskosten auswirken, liegen für 29 Referenzsysteme vor. Die erwarteten Kostendegressionsfaktoren (als Funktion der Produktionsmenge) bewegen sich im Betrachtungszeitraum bei den Stromerzeugungstechnologien zwischen 1,3 (Parabolrinnenkraftwerk) und 9,1 (Photovoltaik), bei Batterien und Brennstoffzellen um den Faktor 3 bis 5 und bei Elektrolysen um den Faktor 2 gegenüber gegenwärtigen Investitionskosten. Alle anderen Schlüsseltechnologien (z.B. Transportsysteme, Gasspeicher) erfahren praktisch keine Kostendegression. Die für die Schlüsseltechnologien geforderten Lernraten[1]) liegen im Bereich auch bisher in der industriellen Produktion erzielter Werte (z.B. Photovoltaik im Zeitraum 1990 bis 2005 bei 80 %), so daß die erwarteten Kostenreduktionen keine außergewöhnliche industrielle Herausforderung darstellen, sofern die angenommenen Produktionsmengen auf dem Energiemarkt abgesetzt werden können.

Den zweiten wesentlichen Einflußbereich auf die Energiegestehungskosten stellt die jeweilige Gestaltung der Aufbauvarianten dar. Erst die vernetzten Strukturen der gesamten Energieversorgung ergeben konkrete Hinweise auf die Kosten solarer Energien beim Endverbraucher, weil dadurch — bei jederzeit gesicherter Versorgung — die zusätzlichen Speicher-, Transport- und Verteilungskosten sichtbar gemacht und die Einzelsysteme mit realistischen Ausnutzungsfaktoren und Betriebsstrategien versehen werden können. Die so ermittelten Gesamtkosten der regenerativ erzeugten Endenergie stellt Tab. 2 dar.

[1]) Lernrate = prozentuale Reduktion der Produktionskosten bei Verdoppelung der Produktion

Zum Zeitpunkt 2005 bestimmen die Nutzungstechniken für Wasserkraft, Biomassen und Abfallstoffe, Kollektoren, Wärmepumpen und Windenergie das Kostenniveau regenerativer Endenergie. Zusätzliche Aufwendungen für die Speicherung von Elektrizität entstehen nicht, da Wasserkraft und Biomasse den konventionellen Energiearten vergleichbare Verfügbarkeit besitzen. Mit zunehmender Erschließung der solaren Technologien sind Kostensteigerungen verbunden, die zum einen aus der wachsenden Inanspruchnahme teurerer Stromerzeugungstechnologien (Photovoltaik, solarthermische Kraftwerke), zum anderen durch steigende Aufwendungen für Speicherung und Umwandlung in eine bedarfsangepaßte Form entstehen. Diese Kostensteigerungen sind in Hauptpfad I ausgeprägter als im Hauptpfad II wegen der größeren Anteile regenerativer Energien. Trotz der grundsätzlichen Unsicherheiten über die Gestaltung einer solaren Energieversorgung in den Jahren 2025 und 2050 können Aussagen über das generelle Kostenniveau solarer Endenergie gemacht werden, ohne im Detail die Strukturen festlegen zu müssen, da sich die Kostenabweichungen der Aufbauvarianten auf rund + 10 % beschränken. Optimierte Strukturen, welche die Erkenntnisse der Variantenuntersuchung berücksichtigen, liegen an der Kostenuntergrenze.

Insgesamt zeigt sich, daß der Einstieg in die breitere Nutzung solarer Energien bis zum Jahr 2005 durch eine ungefähre Verdoppelung des heutigen Preisniveaus fossiler Energien erreicht werden könnte. Bis 2025 sind je nach Struktur der Energieversorgung rund 5-8fach höhere reale Preise der fossilen Einsatzenergien erforderlich, damit große Beträge solaren Stroms (einschließlich Speicherung), solarer Brennstoffe (gasförmiger Wasserstoff) und solarer Treib-

Tabelle 2

Spezifische Gesamtkosten[1]) der regenerativ erzeugten Endenergie in DM (1988)/kWh$_{el}$ bzw. kWh$_{th}$ (realer Zinssatz 4 %/a); Mittelwerte der Aufbauvarianten A bis D

		Hauptpfad I			Hauptpfad II		
Endenergie	1988[2])	2005	2025	2050	2005	2025	2050
Strom, gesamt	0,090	0,138	0,223	0,280	0,136	0,166	0,189
Wärme, gesamt	0,042	0,081	0,157	0,165	0,082	0,119	0,164
— Strom	0,090	0,138	0,223	0,280	0,136	0,166	0,189
— Wasserstoff	—	—	0,315	0,271	—	0,277	0,324
— direkte Wärme	0,040	0,077	0,089	0,104	0,074	0,089	0,104
Treibstoffe LH_2	0,100	—	0,270	0,278	—	0,270	0,278
Endenergie Mittelwert	0,064	0,093	0,175	0,220	0,095	0,140	0,195
max. Abweichung der Varianten			± 9%	± 11%		± 2%	± 8%
Anteil regen. Energie an Endenergie (%)	2	13	36	69	7	21	45

[1]) enthält Erzeugung, Transport, Speicherung und Verteilung
[2]) Mittelwerte gegenwärtiger Kosten; bei Strom Erzeugungs- und Verteilungskosten; bei Wärme Mischpreise aus Heizöl und Gas; bei Treibstoffen Mischpreise aus Benzin und Diesel; fossile Energien einschl. Verbrauchssteuern, ohne MwSt.

stoffe (flüssiger Wasserstoff) zu denselben Kosten wie auf fossiler Basis bereitgestellt werden können. Dieses Kostenniveau ist vor dem Hintergrund der sehr weitgehenden Umweltverträglichkeit, einer drastischen Reduzierung von CO_2-Emissionen, der praktisch unbegrenzten Verfügbarkeit und der Risikoarmut solarer Energien zu sehen. Erst eine systematische Analyse alternativer Strategien[1]), welche denselben Kriterien genügen müssen, erlaubt eine abschließende Bewertung des volkswirtschaftlichen Nutzens der Option „Solarenergie und solarer Wasserstoff". Dieser Vergleich konnte in der Untersuchung nicht durchgeführt werden. Er verlangt eine möglichst weitgehende Einbeziehung externer (d.h. betriebswirtschaftlich derzeit nicht berücksichtigter) Kosten der Energieversorgung. Über den heutigen Kenntnisstand zu externen Kosten wurde berichtet.

6. Wesentliche Folgen des Aufbaus solarer Energieversorgungssysteme

Strukturelle Aspekte

Der Aufbau einer solaren Energiewirtschaft mit den drei „Säulen": Direktnutzung solarer Wärme, Direktnutzung solarer Elektrizität und Einsatz solaren Wasserstoffs fördert sowohl dezentrale wie zentrale Versorgungsstrukturen.

In der zeitlichen Abfolge nimmt zunächst die Bedeutung dezentraler Elemente bei konsequenter Erschließung von Einsparpotentialen (u.a. verstärkter Ausbau von Nah- und Fernwärme) und lokaler erneuerbarer Energiequellen zu. Längerfristig gewinnen die leitungsgebundenen Strukturen der Gas- und Stromversorgung relativ an Bedeutung vor dem Hintergrund der (bis 2050 sehr weitgehenden) Verdrängung von Mineralöl und Kohle. An die Stromversorgung werden sowohl auf lokaler, wie überregionaler Ebene bei der Einbeziehung größerer Anteile fluktuierender solarer Elektrizität erhöhte Anforderungen an Regelung, Flexibilität, Reservehaltung und Optimierung konventioneller Kraftwerke und an Ausgleichs- und Transportfähigkeit des Verbundnetzes gestellt. Neue Komponenten, wie H_2-gefeuerte Kraftwerke (Gasturbinen, Blockheizkraftwerke, Brennstoffzellen), Elektrolysen (als abschaltbare Verbraucher), Batterien u.a. können allerdings zur Optimierung von Regelstrategien beitragen. Auch die Veränderung des tageszeitlichen Verlaufs der Stromnachfrage in Richtung des solaren Angebots durch technische und tarifliche Methoden ist längerfristig in Betracht zu ziehen.

Beim Eintreten der in den Szenarien beschriebenen Entwicklung verlagert sich ein Teil des „Energiegeschehens" auf die lokale Ebene, wo verstärkt aktive strukturelle und organisatorische Maßnahmen erforderlich werden. Die zunehmende Verknüpfung von Erzeugungsanlagen (integrierte Energiekonzepte) verlangt eine vermehrte Abstimmung und Koordination zwischen allen Ebenen und Sparten der Ener-

[1]) Prinzipielle Alternativen sind: CO_2-Rückführung und -Endlagerung bei weiterer intensiver Nutzung fossiler Energien; ein sehr weitgehender Kernenergieausbau unter Einschluß von Brütern; sehr starke Nutzung der Biomasse mittels „Energieplantagen"; sehr starke Energieeinsparung einschließlich Verzicht auf bestimmte Energiedienstleistungen (Verhaltensänderungen) sowie Nutzung lokaler Sonnenenergiepotentiale und geringem Einsatz fossiler Energie

gieversorgung, den zuständigen Behörden und Gemeindeparlamenten. Die Zahl der Akteure, insbesondere auf dezentraler Ebene, wächst bedeutend. Dies kann sich einerseits positiv auf ein Gemeinwesen auswirken, andererseits wachsen die Konfliktmöglichkeiten zwischen privaten und kommerziellen Betreibern von Energieanlagen.

Volkswirtschaftliche Aspekte

Die steigenden Aufwendungen für eine zukünftige Energieversorgung sind zu den angenommenen Wachstumsraten der deutschen Volkswirtschaft in Beziehung zu setzen. Es wurde von einem realen Anstieg der Bruttowertschöpfung um den Faktor 2,26 (entsprechend 4800 Mrd. DM 1988) bis zum Jahr 2050 ausgegangen. Die maximal zu tätigenden Aufwendungen für regenerative Energiesysteme beanspruchen bei volkswirtschaftlicher Rechnung (realer Zinssatz 4 %) im Jahr 2050 rund 4 % des Bruttosozialprodukts. Bei betriebswirtschaftlicher Rechnung (8 % Zins, verkürzte Abschreibungsdauer) und unter Berücksichtigung des regenerativen Deckungsanteils von 70 % am Endenergieverbrauch belaufen sich die Gesamtaufwendungen für die Energieversorgung des Jahres 2050 auf rund 10 % des angenommenen Bruttosozialprodukts, was etwa auch dem derzeitigen Anteil für die Energiebereitstellung (einschließlich Energieträgerimport) entspricht.

Den zeitlichen Investitionsverlauf beim Aufbau solarer Energieversorgungssysteme zeigt Abb. 3. Von mittleren Investitionen von rund 10 Mrd. DM/a in der Phase bis 2005 steigt der jährliche Investitionsbedarf auf knapp 70 Mrd DM/a nach 2025. Rund 60 % entfallen in dieser Phase auf Auslandsinvestitionen.

Vom Aufbau einer solaren Energieversorgung profitiert in erster Linie die Investitionsgüterindustrie. Werden neben der Inlandsnachfrage etwa 50 % der im Ausland zu tätigenden Investitionen durch die deutsche Investitionsgüterindustrie geliefert, so ergibt sich im Zeitraum 2025 bis 2050 eine mittlere Nachfrage von rund 35 Mrd DM/a, etwa dem Zweifachen der derzeitigen Investitionen der Energieversorgung und rund 6 % der Bruttowertschöpfung der Investitionsgüterindustrie im Jahr 2050. Die Produzenten solarer Energiesysteme würden also zwar in Zukunft eine wichtige, aber keine dominierende Rolle im Wirtschaftsgeschehen spielen, insbesondere auch deshalb, weil ein großer Teil der erforderlichen Produktion von bereits vorhandenen Branchen wie Anlagen- und Maschinenbau mit Hilfe bereits beherrschter Technologien erbracht werden kann.

Der Ersatz fossiler Energieträger durch solare Technologien eröffnet neue Innovationsfelder. Dies hängt zusammen mit dem breiten Spektrum der genutzten Energiearten, mit der Vielzahl der einzubeziehenden Stromerzeugungs- und -verbrauchsstrukturen, den steigenden Anforderungen an Regelung und Steuerung, der notwendigen Einsparungen bzw. Wiederverwendbarkeit von Materialien sowie mit der Ausdehnung der Innovationsanstöße auf die Energieeinsparung. Insgesamt ist zu erwarten, daß von einer CO_2-Minderungspolitik, welche Energie dauerhaft und deutlich verteuert, Innovationen über einen sehr breiten Bereich angeregt werden.

Außenpolitische Aspekte

Der Aufbau einer solaren Energiewirtschaft unter Einschluß von Wasserstoff bedarf vor allem aus vier Gründen internationaler Vereinbarungen:

— Mit einer weltweiten CO_2-Minderungspolitik verbunden ist die Anhebung von Energiepreisen, welche u.a. auch außenpolitischer Abstimmung bedarf.

— Der längerfristige Aufbau einer solaren Wasserstoffwirtschaft für Europa setzt auch die Entwicklung und den Einsatz von Solartechnologien und

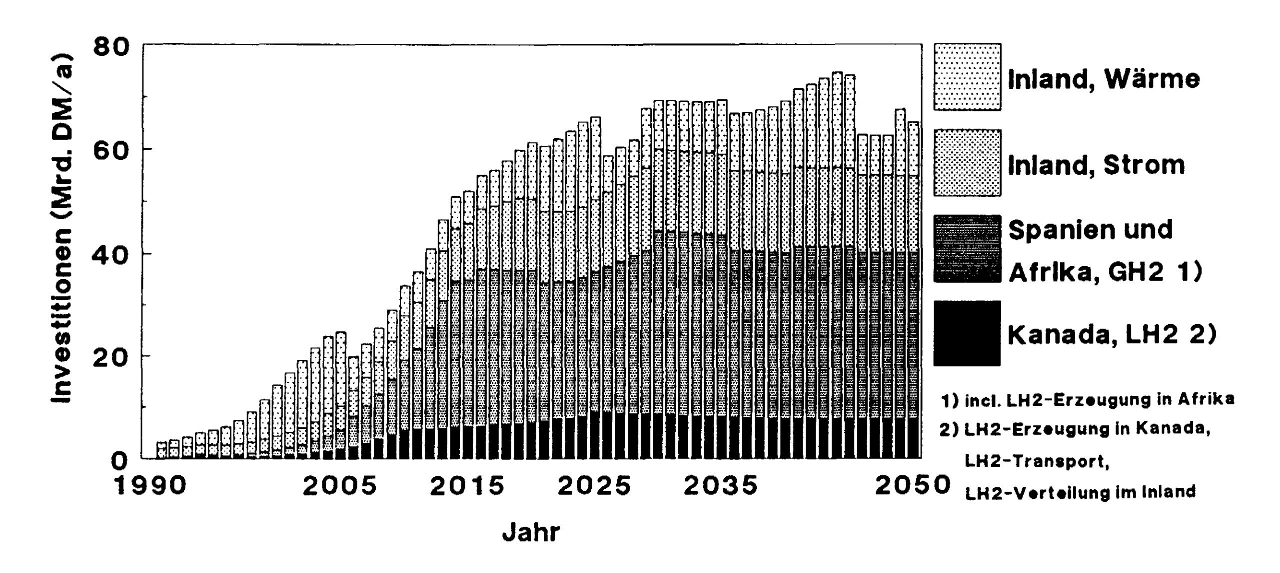


Abb. 3: **Investitionsverlauf für regenerative Energieversorgungssysteme einschließlich Wasserstoff im Hauptpfad I.**

die Nutzung von Standorten in Trockenzonen sonnenreicher Länder außerhalb der Europäischen Gemeinschaft voraus.

— Eine starke Umstrukturierung der Energieversorgung beeinflußt die Wirtschaftskraft von Energieexportländern, die internationale Arbeitsteilung und die Wettbewerbsfähigkeit.

— Nur durch kräftige finanzielle und technische Unterstützung durch die westlichen Industriestaaten werden sowohl die osteuropäischen Staaten als auch die Entwicklungsländer in der Lage sein, durch den Umbau ihrer Energieversorgung einen Beitrag zur globalen Reduktion von CO_2-Emissionen zu leisten.

Dies setzt voraus, daß sich insbesondere in den Industriestaaten das Bewußtsein der globalen Interdependenzen und die Bereitschaft zu einer globalen Solidarität verstärkt und daß auf dieser Basis entsprechende Institutionen (z.B. ein Weltsicherheitsrat für Umweltfragen) und internationale Klima- bzw. Umweltfonds geschaffen werden. In einem derartigen Kontext wäre auch der spätere Aufbau einer solaren Wasserstoffwirtschaft in Europa bzw. in Deutschland gerechtfertigt. Eine globale Strategie des verstärkten Einsatzes regenerativer Energie und des Wasserstoffs verlangt daher nicht nur eine Umverteilung von Ressourcen im Inland, sondern ebenso eine Vermögensverteilung zugunsten der Entwicklungsländer und der osteuropäischen Staaten.

Insbesondere ist der Aufbau einer solaren Wasserstoffwirtschaft in Nordafrika nur tragfähig, wenn er in enger Kooperation zwischen der Europäischen Gemeinschaft und den betroffenen Ländern erfolgt. Hierfür müssen in diesen Ländern parallel zu den hier untersuchten Aufbaustrategien im Inland die Voraussetzungen durch Aufbau einer „solaren Infrastruktur" und der verstärkten direkten Nutzung von regenerativen Energieträgern in Form von Wärme, Strom und anschließend Wasserstoff geschaffen werden. Die Bundesrepublik und mit ihr die übrigen westlichen Industriestaaten müßten daher diese Länder bei der Förderung solarer Energietechnologien im Rahmen der Entwicklungspolitik mit ähnlicher Intensität unterstützen wie den Einsatz regenerativer Energien im Inland. Begründet werden kann dies durch die längerfrisitg wirksam werdende Verbesserung der Wirtschaftsstrukturen und der wirtschaftlichen und politischen Stabilität dieser Länder und die vorteilhaften ökologischen Auswirkungen einer umweltverträglichen Energienutzung gerade in Ländern mit stark steigendem Energiebedarf. Allerdings ist in der Anfangsphase auch mit Risiken zu rechnen, insbesondere was Garantien für die finanziellen Vorleistungen zum Aufbau solarer Energieversorgungssysteme anbelangt.

7. Beurteilung der Entwicklungspfade und Aufbaustrategien

Die aus den Vorgaben resultierenden Versorgungsbeiträge erneuerbarer Energiequellen sind, gemessen an den technisch langfristig verwirklichbaren Potentialen, prinzipiell realisierbar. Der heute überschaubare technologische Status der Nutzungssysteme erneuerbarer Energiequellen erlaubt die Aussage, daß keine grundsätzlichen technischen Hemmnisse bestehen, diese in dem beschriebenen Umfang langfristig einzusetzen. Auch die unterstellten Einsparmöglichkeiten an Energie sind aus heutiger Sicht als grundsätzlich realistisch einzuschätzen. Für den Aufbau regenerativer Energiesysteme werden in der Phase der maximalen Aufbaugeschwindigkeit (um 2025) rund 5 % des Primärenergieeinsatzes der Bundesrepublik benötigt, wovon rund 80 % auf die Produktion von Solarzellen entfallen.

Ungewöhnliche Anforderung an die Dynamik der Volkswirtschaft stellt dagegen die zeitliche Nähe der Umstrukturierungsziele. Angesichts des Zeitdrucks und der Größenordnung der Umstrukturierung müßte innerhalb der nächsten fünf Jahre mit den Vorbereitungen für eine dynamische Markteindringnung solarer Technologien begonnen werden. Die wesentlichen Aktivitäten in den Hauptpfaden bis zum Jahr 2005 (Tab. 3), welche zu einer 25 %igen Reduktion von CO_2-Emissionen erforderlich sind, verbreitern in indirekter Weise auch die Basis für die Option „solarer Wasserstoff". Der Status von Solartechnologien, welche im Jahr 2005 Marktanteile um 10 % haben, bietet wesentlich bessere Voraussetzungen zur weiteren Konkretisierung einer solaren Wasserstoffwirtschaft, als dies derzeit der Fall ist. Bis dahin dürften durch die in Gang gesetzte Marktdynamik deutliche Kostensenkungen und aus dem praktischen Einsatz ableitbare technologische Verbesserungen und Erfahrungen kräftig wirksam werden. Im Hauptpfad II wird allerdings eine relativ konfliktfreie Parallelentwicklung solarer Technologien und der Kernenergie vorausgesetzt, wovon aufgrund der Erfahrungen der Vergangenheit nicht ohne weiteres auszugehen ist. Erforderlich ist daher besonders in diesem Pfad eine politische Unterstützung der „dezentralen" Elemente der Energieversorgung. Unter der Voraussetzung, daß sich die solaren Technologien in der genannten Weise bis zum Jahr 2005 entwickeln, besteht darüber hinaus kein unmittelbarer Handlungsbedarf zur Einführung solaren Wasserstoffs. Politisches Einwirken sollte sich in dieser Phase auf die Sicherstellung weiterer Entwicklungs- und Demonstrationsvorhaben für Technologien der solaren Stromerzeugung (große PV- und solarthermische Kraftwerke) und der Wasserstofferzeugung (Weiterentwicklung von Elektrolysen) konzentrieren.

Daraus folgt, daß hinsichtlich der Bedeutung für den solaren Wasserstoff bis zum Jahr 2005 nicht zwischen den beiden Hauptpfaden unterschieden werden muß. Hinreichend ist eine „überkritische" Erschließung der dezentralen Potentiale erneuerbarer Energiequellen, wie sie in beiden Pfaden angenommen wurde. Im weiteren zeitlichen Ablauf sind jedoch divergierende Entwicklungen zu erwarten. Während im Hauptpfad I konsequent die weitgehende Erschließung der Sonnenenergie fortgesetzt werden muß, was bis zum Jahr 2025 auch zum Einsatz von solarem Wasserstoff führt, ist im Hauptpfad II auch eine Begrenzung der Sonnenenergienutzung auf lokale Potentiale denkbar, verbunden mit einer ver-

Tabelle 3

Wesentliche erforderliche Aktivitäten in den Hauptpfaden bis zum Jahr 2005 im Bereich rationeller Energienutzung und nichtfossiler Primärenergienutzung

Hauptpfad I	Hauptpfad II
— deutlich verbesserte Wärmedämmung für mehr als die Hälfte der Wohnungen mit einer Umrüstrate von 3,3%/Jahr, dem etwa Dreifachen der üblichen Rate; Investitionsvolumen rund 14 Mrd DM/a	— trendmäßige, verbesserte Wärmedämmung mit einer Umrüstrate von 0,7%/Jahr; Investitionsvolumen rund 4 Mrd DM/a
— Senkung der Fahrleistung im Individualverkehr um rund ein Fünftel und des durchschnittlichen Kraftstoffverbrauchs um ein Drittel sowie deutliche Verlagerungen von Verkehrsleistungen auf den öffentlichen Personenverkehr	— Senkung der Fahrleistung im Individualverkehr um rund ein Zehntel und des durchschnittlichen Kraftstoffverbrauchs um 20%, geringe Verlagerungen von Verkehrsleistungen auf den öffentlichen Personenverkehr
— Erhöhung der Wärmeerzeugung aus Wärmekraftkopplung (Nah- und Fernwärme) um etwa das 2,4fache (120 TWh/a Endenergie)	— Erhöhung der Wärmeerzeugung aus Wärmekraftkopplung (Nah- und Fernwärme) um das Zweifache
— Reduktion des Stromverbrauchs um rund 18% infolge sparsamerer Geräte und reduzierten Stromeinsatzes im Bereich Raumwärme / Warmwasser	— Ausweitung der inländischen Kernenergienutzung um 60 TWh/a Strom bzw. rund 9000 MW_{el}
	— Import weiterer 60 TWh/a „CO_2-freien" Stroms (bzw. alternativ weitere 9000 MW_{el} KKW-Leistung im Inland)
— Verdoppelung der solaren Stromerzeugung, insbesondere durch Wasserkraft, Biomasse und Windenergie auf rund 40 TWh/a Endenergie; Investitionsvolumen rund 4 Mrd DM/a	— Knappe Verdoppelung der solaren Stromerzeugung mittels Wasserkraft, Biomasse und Windenergie auf 35 TWh/a Endenergie; Investitionsvolumen rund 3 Mrd DM/a
— Verneunfachung der solaren Wärmeerzeugung mittels Kollektoren, Wärmepumpen und Biomasse auf rund 150 TWh/a Endenergie; Investitionsvolumen rund 7 Mrd DM/a	— Versechsfachung der solaren Wärmeerzeugung mittels Kollektoren, Wärmepumpen und Biomasse auf 95 TWh/a Endenergie; Investitionsvolumen rund 4 Mrd DM/a

besserten Ausnutzung der ohnehin vorhandenen Kernkraftwerkskapazität zum Zwecke der Wasserstofferzeugung mit Überschußstrom aus Schwachlastzeiten.

8. Handlungsempfehlungen

Aus der Sicht der Gutachter stellen die Handlungsempfehlungen vorzunehmende Schritte dar, falls die Forderungen zur Reduktion der CO_2-Emissionen in der Bundesrepublik erfüllt werden sollen und erneuerbare Energiequellen und längerfristig solarer Wasserstoff dabei eine wesentliche Rolle spielen. Die Handlungsempfehlungen konzentrieren sich auf drei Bereiche:

I. Berücksichtigung externer Schadens- und Folgekosten der Energieversorgung durch Anhebung der gegenwärtigen Energiepreise

II. Gezielte Förderung sowohl weiterer Forschungs- und Entwicklungsarbeiten als auch der Markteinführung entwickelter Anlagen

III. Veränderung struktureller, energiewirtschaftlicher, institutioneller und administrativer Gegebenheiten, welche die Ausschöpfung wirtschaftlicher Potentiale verlangsamen oder verhindern.

Im Vordergrund energiepolitischen Handelns muß eine deutliche Korrektur der Energiepreise nach oben stehen, da gegenwärtig sowie auf mittlere Sicht anders kaum ein Anreiz zur notwendigen Ausschöpfung der Potentiale rationeller Energienutzung und erneuerbarer Energiequellen gegeben ist. Die im Rahmen der Untersuchung durchgeführten Kostenanalysen führen zu dem Ergebnis, daß bis zum Jahr 2005 etwa eine Verdoppelung der jetzigen Preise fossiler Energie erforderlich ist. Vorgeschlagen wird daher eine an den CO_2-Emissionen der fossilen Energieträger orientierte stufenweise Belastung bis zu einer Höhe von 200 DM/t CO_2, entsprechend einem Aufschlag von 7,2 Dpf/kwh_{th} bei Kohle, von 5,4 Dpf/kwh_{th} bei Mineralölprodukten und von 4,0 Dpf/kwh_{th} bei Erdgas. Ein derartiger Preisaufschlag mobilisiert rund 100 Mrd DM/a. Er würde den erneuerbaren Energiequellen gleichzeitig den „Einstieg" in eine solare Energiewirtschaft erlauben und beträchtliche Einsparpotentiale wirksam werden lassen.

Soll die Markteinführung erneuerbarer Energiequellen in kurzer Zeit erfolgen, so muß die Schere zwischen den gegenwärtigen Gestehungskosten und der nur stufenweise möglichen Anhebung von Energiepreisen möglichst rasch geschlossen werden. Dazu sind Finanzhilfen für eine begrenzte Zeit erforderlich. Empfohlen werden für die Beschleunigung der Markteinführung Finanzhilfen, orientiert an den erforderlichen Investitionsvolumina, von rund 3 Mrd. DM/a für erneuerbare Energiequellen, etwa 1,5 Mrd. DM/a für Technologien der rationellen Energieverwendung, sowie eine Verdopplung der Mittel für die Forschungsförderung auf dem Gebiet der erneuerbaren Energiequellen innerhalb der neunziger Jahre. Diese Finanzhilfen summieren sich auf rund 5 Mrd. DM/a. Derzeit betragen sie rund 700 Mio DM/a.

Gleichzeitig sollten die derzeitigen öffentlichen Finanzhilfen im Bereich fossiler Energieträger von insgesamt rund 4 Mrd. DM/a (ohne Zuschüsse im Rahmen des Verstromungsgesetzes) im Sinne einer konsequenten CO_2-Minderungspolitik deutlich reduziert werden. Im Bereich der Kohle kann dies angesichts der damit verbundenen sozialen und strukturellen Probleme nur langsam erfolgen, sollte aber in jedem Falle gegenläufig und zeitgleich zur vorgeschlagenen Energiepreiserhöhung geschehen.

Im Bereich III der Handlungsempfehlungen sind zahlreiche Maßnahmen dargelegt worden, welche geeignet sind, Benachteiligungen für rationelle Energieverwendung und erneuerbare Energiequellen abzubauen. Sie beziehen sich auf die Punkte:

(1) Informationsdefizite, Kenntnismängel und mangelnde Markttransparenz hinsichtlich Nutzungsmöglichkeiten, Kosten und Umweltfolgen unterschiedlicher Energieversorgungsoptionen.

(2) Institutionelle Gegebenheiten (Verbände u.ä.) und Behörden, welche nicht oder unzureichend auf die Unterstützung rationeller Energieverwendung und erneuerbarer Energiequellen eingestellt sind.

(3) Energiewirtschaftliche und -rechtliche Rahmenbedingungen, welche ökologische und ressourcenschonende Gesichtspunkte unzureichend berücksichtigen.

(4) Tarife, Vergütungen und Abrechnungsprozeduren, welche vor allem den Eigenschaften erneuerbarer Energiequellen nicht oder nicht ausreichend gerecht werden.

(5) Finanzierungsengpässe und -erschwernisse auf Grund der speziellen Eigenschaften (hohe Vorleistungen), der Vielzahl der Akteure und hoher Renditeerwartungen.

(6) Unternehmerische Initiativen hinsichtlich Vorleistungen in die Entwicklung und Markteinführung aussichtsreicher Technologien.

(7) Stellenwert erneuerbarer Energiequellen im Rahmen politischer Planungen und Entscheidungen, insbesondere hinsichtlich europäischer Energiepolitik, der Problemlage in den Entwicklungsländern und der globalen Dimension der Energieversorgung.

Als Fazit der Hemmnisanalyse kann folgende abschließende Empfehlung ausgesprochen werden: Das bisher vergleichsweise starke Engagement der Bundesrepublik in Erforschung und Entwicklung solarer Energietechnologien (insbesondere auch der Option „Solarer Wasserstoff") und das hoch entwikkelte Problembewußtsein hinsichtlich der drohenden Klimagefahren sollte ausgebaut werden zu einer politischen Vorreiterrolle für Markteinführung und Ausbau solarer Energieversorgungssysteme sowohl in West- und Osteuropa wie in den Entwicklungsländern.

ABSCHNITT B:

Stellungnahmen der Kommissionsmitglieder zum Bericht der Gutachter

1. Stellungnahmen der Abgeordneten

1.1 Abg. Edelgard Bulmahn (SPD)

Drohende Klimakatastrophe, Ozonloch, Tschernobyl, Abholzung der Tropischen Regenwälder, die Zerstörung von Kulturdenkmälern, Pseudo-Krupp sind nur einige Stichworte, die die Problematik unseres gegenwärtigen Energieversorgungssystems schlaglichtartig beleuchten. Eine Fortdauer der bisherigen Energiepolitik ist nicht länger zu verantworten. Sie würde unweigerlich zur Zerstörung unserer natürlichen Lebensgrundlagen führen. Wir müssen dem Raubbau an der Natur ein Ende setzen, wir müssen unsere Engergieversorgung auf eine neue Basis stellen.

Dieser Zielsetzung diente auch die vorliegende Technikfolgenabschätzungsstudie „Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft." Der Aufbau einer solaren Wasserstoffwirtschaft gilt vielen als eine tragfähige Alternative zum gegenwärtigen Energiesystem und als entscheidender Beitrag zur drastischen Herabsetzung der Schadstoffbelastung der Atmosphäre entsprechend der Zielsetzung der Konferenz von Toronto. Zugleich würde eine solare Wasserstoffwirtschaft die Risiken einer auf der Atomenergie beruhenden Energieversorgung vermeiden helfen. Aufgabe der Studie war es deshalb, zu bestimmen, unter welchen Voraussetzungen und Bedingungen der Aufbau einer solaren Wasserstoffwirtschaft realisierbar ist, mit welchen ökonomischen, ökologischen, politischen

und gesellschaftlichen Folgewirkungen zu rechnen ist, um hieraus entsprechende Handlungsempfehlungen abzuleiten.

Mit dieser Studie hat die Enquete-Kommission bewußt den Weg einer problem-, handlungs- und entscheidungsorientierten Technikfolgenabschätzung eingeschlagen. Im Mittelpunkt stehen nicht die möglichen Folgen des Einsatzes einer Technologie, sondern die Frage, ob eine bestimmte Technologie, hier der solare Wasserstoff, einen nennenswerten Beitrag zur Lösung eines wichtigen sozioökonomischen Problems leisten kann und unter welchen Bedingungen die Nutzung und Durchsetzung dieser Technologie realisierbar ist. Die Enquete-Kommission will mit der Durchführung dieser Studie nicht nur zur inhaltlichen Klärung beitragen, sondern zugleich die Leistungsfähigkeit dieses Ansatzes zur Entwicklung von Lösungsmöglichkeiten durch den Einsatz moderner Techniken erkunden und für den parlamentarischen Beratungsprozeß nutzbar machen.

Die vorliegende Studie zeigt in überzeugender Weise den Nutzen dieses TA-Konzeptes und die Chancen, die sich aus der Durchführung solcher Studien für die Verbesserung der politischen Entscheidungsfindung ergeben, auf. Derartige Studien, dies macht die vorliegende Arbeit deutlich, engen politisches Handeln nicht ein, sie fordern dieses vielmehr heraus. Sie lassen Alternativen und Handlungsspielräume klar hervortreten und weisen zugleich auf Engpässe und Konflikte hin. Die Gutachter stellen mit dieser Studie der Politik in gelungener Weise Handlungsoptionen zur Verfügung und eröffnen damit die Chance für eine umweltverträgliche Umgestaltung unseres Energiesystems. Sie bieten zugleich hervorragende Ansatzpunkte für die Führung eines verantwortungsbewußten, rationalen Dialogs über die Gestaltung unserer zukünftigen Energieversorgung.

Die Studie unterstreicht, daß sich die Ziele von Toronto grundsätzlich auch dann erreichen lassen, wenn man bis 2005 aus der Nutzung der Kernenergie aussteigt. Erneuerbare Energiequellen — so die Studie — können bei der Verfolgung entsprechender Aufbaustrategien durchaus die Hauptlast der Energieversorgung übernehmen. Ihr Beitrag läßt sich langfristig gesehen von derzeit 2 % auf rund 70 % des Endenergieverbrauchs steigern. Grundlage für die erfolgreiche Umsetzung eines derartigen Ziels sind drastische Energiesparmaßnahmen. Solarer Wasserstoff gewinnt allerdings dann an Bedeutung, wenn die erneuerbaren Energien einen Anteil von mehr als 20 % am Endenergieverbrauch erreicht haben. Je nach zugrundegelegtem Szenario ist dies nicht vor 2010 bzw. 2020 der Fall. In den Folgejahren bis 2050 kann der solare Wasserstoff bei Verfolgung entsprechender Aufbaustrategien jedoch einen Anteil von bis zu 34 % am Endenergieverbrauch erreichen.

Die Realisierung der Ziele von Toronto setzt der Studie zufolge einen schnellen und nachhaltigen Wandel der bisherigen Energiepolitik voraus. Vor allem ohne massive Energiesparmaßnahmen werden sich diese Ziele nicht erreichen lassen. Dies gilt insbesondere dann, wenn man die verstärkte Nutzung der Kernenergie mit einem Zubau von rund 100 Kernkraftwerken bis zum Jahr 2050, wie dies im Hauptpfad 2 zugrundegelegt wird, aufgrund der besonderen Risiken der Kernenergie für nicht vertretbar hält und die Nutzung der Kernenergie bis 2005 auslaufen läßt. Allein bis zu diesem Jahr müßten dann bei Berücksichtigung eines weiter anhaltenden Wirtschaftswachstums 50 % des jetzigen Primärenergiebedarfs eingespart werden. Mit einer durchschnittlichen jährlichen Reduktionsrate von 4 % müßten die Maßnahmen zur Energieeinsparung erheblich drastischer als in dem Zeitraum von 1973—1988 mit jährlich 1,7 % ausfallen. Parallel dazu müßte der Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergiebedarf von derzeit 2 % auf 13 % gesteigert werden.

Energieeinsparungen und die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energiequellen erfordern drastische Preiserhöhungen im Energiesektor. Die Studie geht davon aus, daß die Preise bei einem Auslaufen der Kernenergienutzung bis 2005 ungefähr verdoppelt und in der anschließenden Phase bis 2025 sogar auf das fünf- bis sechsfache des heutigen Preisniveaus gesteigert werden müßten, um die Konkurrenzfähigkeit der erneuerbaren Energien zu gewährleisten. Die Frage, ob die Durchsetzung derartiger Preissteigerungen realistisch und volkswirtschaftlich zu verkraften ist, läßt sich vordergründig nicht beantworten.

Dies hängt einmal von der internationalen Entwicklung ab und zum anderen von der Frage, inwieweit man die von dem gegenwärtigen Energiesystem verursachten immensen Schäden und Folgelasten, die sich in den jetzigen Preisen nicht niederschlagen, bei einem Vergleich berücksichtigt. Ein solcher Vergleich konnte im Rahmen der vorliegenden Studie nicht vorgenommen werden. Hier sind weitere Untersuchungen unerläßlich. Es ist allerdings davon auszugehen, daß bei einer Einbeziehung der externen Kosten der Energieversorgung die erneuerbaren Energien aufgrund ihrer weitgehenden Umweltverträglichkeit, ihres geringen Risikopotentials, ihrer positiven Arbeitsmarktwirkung und ihrer praktisch unbegrenzten Verfügbarkeit auch unter Kostengesichtspunkten durchaus konkurrenzfähig sind. Unter gesamtgesellschaftlichen und ökologischen Gesichtspunkten ist grundsätzlich die Nutzung der erneuerbaren Energiequellen mit ihren positiven Umwelteffekten dem jetzigen Energiesystem mit seinen lebensbedrohenden Effekten vorzuziehen.

Ohne lenkende Eingriffe, ohne ordnungspolitische und marktwirtschaftliche Signale des Staates werden sich die Ziele von Toronto, wird sich eine Energieversorgung, die verträglich in die natürlichen Kreisläufe integriert ist, nicht verwirklichen lassen. Die Studie enthält hierzu zahlreiche fundierte und wohldurchdachte Vorschläge und Handlungsempfehlungen. Neben der deutlichen Anhebung der Energiepreise durch Steuern, Abgaben oder Zertifikate empfehlen die Gutachter vor allem deutliche Finanzhilfen zur Förderung von Energiesparmaßnahmen und zur Markteinführung erneuerbarer Energiequellen sowie eine massive und kontinuier-

liche Steigerung der Fördermittel für Forschung, Entwicklung und Demonstration neuer Techniken im Bereich der erneuerbaren Energien. Des weiteren schlagen sie Maßnahmen zur Verbesserung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Einspeisung von mit erneuerbaren Energiequellen erzeugten Stroms in die öffentlichen Netze, schärfere Wärmeschutz- und Bauvorschriften, veränderte Tarifstrukturen, den Aufbau von Beratungseinrichtungen sowie Maßnahmen im Ausbildungs- und Qualifikationsbereich vor.

Die Gutachter unterstreichen, daß energiepolitische Maßnahmen, wie sie hier vorgeschlagen werden, auf nationalstaatlicher Ebene nicht durch- und umgesetzt werden können. Die Bundesrepublik sollte zwar eine Vorreiterrolle übernehmen, grundlegende Weichenstellungen — wie die Anhebung der Energiepreise — bedürfen jedoch einer internationalen Abstimmung, um die Wettbewerbsfähigkeit der eigenen Volkswirtschaft nicht zu gefährden. Internationale Vereinbarungen sind aber auch nötig, um den Bezug solar gewonnenen Stroms und solaren Wasserstoffs aus dem Ausland sicherzustellen. Schließlich — auch darauf macht die Studie zu Recht aufmerksam — lassen sich die globalen Ziele von Toronto nur bei massiver Unterstützung der Entwicklungsländer, aber auch der Staaten des früheren Ostblocks durch die westlichen Industrieländer erreichen.

Mit der vorliegenden Studie verfügt der Deutsche Bundestag über eine solide Entscheidungsgrundlage für die Neugestaltung unseres Energiesystems. Die Ergebnisse sind eindeutig, die Empfehlungen konkret genug, um unmittelbar in politische Entscheidungen einfließen zu können. Es kommt jetzt darauf an, diese mit den Ergebnissen der Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" zusammenzuführen und in politisches Handeln umzusetzen.

1.2 Abg. Dr. Alexander Warrikoff (CDU/CSU)

Zwischen Sorgen um eine Klimaveränderung durch fossile Brennstoffe mit dramatischen Folgen einerseits und Vorbehalten gegenüber einer Kernenergienutzung andererseits richtet sich die Hoffnung vieler Menschen auf die erneuerbaren Energiequellen, insbesondere die Sonne. Die Frage, ob diese Hoffnung trägt oder trügt, ist eine Zentralfrage der künftigen Energiepolitik. Zur Klärung dieser Frage beizutragen, ist vor allem Zweck der vorliegenden Studie. Diesem Ziel entsprechend, wurden die zwei Hauptpfade festgelegt, deren Realitätsnähe bewußt fraglich ist, die aber so beschaffen sind, daß sie Aussagen über die Folgen eines Großeinsatzes erneuerbarer Energiequellen herbeiführen. So kommt bis zum Jahr 2050 der Hauptpfad I (ohne Kernenergie) zu einem Beitrag von rund 70 % und der Hauptpfad II (mit begrenzter Kernenergie) zu einem Beitrag von 45 % erneuerbarer Energiequellen zum Energieverbrauch. Hierbei sind alle erneuerbaren Energiequellen erfaßt, von direkt genutzter Sonnenwärme, z.B. durch Wärmepumpen und solarthermische Kraftwerke über Wasserkraft, Wind, Biomasse, photovoltaischen Direktstrom bis hin zum solaren Wasserstoff. Die Energieerzeugung über Wasserstoff wird erst angenommen, nachdem die anderen Möglichkeiten ausgeschöpft sind, weil der Wasserstoffweg der teuerste Weg ist, aber andererseits großtechnisch die Möglichkeit, Sonnen- und Windenergie zu konzentrieren, bietet (insbesondere Wasserstoff als Treibstoff für den Straßenverkehr), aber vor allem, sie verfügbar zu haben, wenn oder wo die Sonne nicht scheint und der Wind nicht bläst.

Die positiven umweltrelevanten Folgen eines so massiven Einsatzes erneuerbarer Energiequellen sind durchschlagend. Die Empfehlungen der Klimakonferenz 1988 in Toronto können eingehalten werden (25 % Reduktion der CO_2-Emmissionen bis 2005 und 75 % bis 2050). Der dem Konzept zugrundeliegende Zwang zum Sparen ist prinzipiell zu begrüßen, Ressourcen an Rohstoffen werden geschont. Die Nutzung erneuerbarer Energiequellen erfreut sich einer hohen öffentlichen Akzeptanz.

Wie sehen die energiewirtschaftlichen Folgen dieses aus den soeben genannten Gründen begrüßenswerten Konzepts aus?

Wichtigste Folge ist eine Verteuerung der Energie, die man wohl als Kostenexplosion bezeichnen muß. Schon für das Jahr 2005 hält die Studie eine Verdoppelung der heutigen Kosten fossiler Energien für nötig, um den Einstieg in die breite Nutzung solarer Energie zu erreichen. Dies gilt, obwohl im Jahr 2005 der Anteil für direkte Solarnutzung ohne Wasserstoff beim Hauptpfad I lediglich bei 13 % und beim Hauptpfad II bei 7 % angenommen wird. Der teure solare Wasserstoff ist für 2005 in beiden Pfaden noch mit Null angesetzt. Bis zum Jahr 2025 wird das Bild noch dramatischer. In diesem Jahr soll der direkte Solarbeitrag im Hauptpfad I 25 %, im Hauptpfad II 18 % und der solare Wasserstoff im Hauptpfad I 11 % und im Hauptpfad II 3 % betragen. Um diese Solarbeiträge wettbewerbsfähig zu machen, müssen die Kosten fossiler Energien gegenüber heute auf das fünf- bis achtfache gesteigert werden. Diese Kostennachteile sind nicht auf der Grundlage der Kosten der heutigen Technik und des heutigen Volumens regenerativer Energienutzung ermittelt. Vielmehr wurden drastische Kostendegressionen angenommen. Die Kostendegression wurde z.B. bei Photovoltaik mit Faktor 9,1, bei Batterien und Brennstoffzellen mit dem Faktor 3—5 und bei der Elektrolyse, einer seit langem bestehenden Technik, mit dem Faktor 2 angesetzt. Was eine derartig große Kostensteigerung für die Volkswirtschaft bedeutet, also für die Arbeitsplätze und die Einkommen nach Abzug der Energiekosten, für die soziale Sicherung, für die Wettbewerbsfähigkeit usw., konnte meines Erachtens in der Studie nicht im notwendigen Umfang untersucht werden. Es ist allerdings nicht vorstellbar, daß die dort genannten Strom- und Benzin- oder Benzinäquivalentkosten verkraftbar sind und daß sie akzeptiert werden.

Die Konsequenzen für unsere Kohle sind gravierend. Im Hauptpfad I wird die Kohle längerfristig auf ein

Fünftel des heutigen Beitrages zurückgehen. Der Hauptpfad II führt schon in 2005 zu einer Halbierung des Kohleumsatzes und nach 2015 zu einer Aufgabe der Kohleförderung.

Mit Recht weist die Studie auf die internationalen Aspekte hin. Deutschland allein kann die Atmosphäre nicht retten. Wir müssen in jedem Fall die anderen Länder zu energischem Mitwirken bewegen. Allerdings muß realistisch festgestellt werden, daß kein Industrieland bereit ist, den erneuerbaren Energiequellen einen Rang zu geben, der auch nur annähernd zu den in der Studie angenommenen Ausmaßen kommt. Praktisch alle Industrieländer haben Energieprogramme, bei denen die erneuerbaren Energiequellen keine oder nur eine verschwindend geringe Rolle spielen.

Die Studie weist ebenso zutreffend auf ein weiteres internationales Problem hin, nämlich die Situation in den Entwicklungs- und den auch ehemaligen Staatshandelsländern. Die Energiegewinnung durch erneuerbare Energien ist so teuer, daß solche Länder, wie z.B. die Bundesrepublik, sie sich vermutlich nicht leisten können. Erst recht können dies die armen Länder nicht.

Es heißt daher in der Studie:

„Eine globale Strategie des verstärkten Einsatzes regenerativer Energien und des Wasserstoffs verlangt daher nicht nur eine Umverteilung von Ressourcen im Inland, sondern ebenso eine Vermögensverteilung zugunsten der Entwicklungs- und Staatshandelsländer."

Was das in finanziellen Leistungen bedeutet, wurde nicht ermittelt und kann wohl auch kaum ermittelt werden. Es dürfte die Aufwendungen, die nur im Inland fällig werden, bei weitem übersteigen. Damit ist ein solches Programm nicht finanzierbar und würde, falls man den Versuch unternähme, zu einer nicht verkraftbaren Belastung der Volkswirtschaft führen.

Die Studie enthält eine Reihe wertvoller Vorschläge, insbesondere zur sparsamen Energieverwendung und dem rationellen Energieeinsatz sowie zu Forschungsaufgaben. All diese Vorschläge sollten sorgfältig geprüft und ggf. in die Tat umgesetzt werden. Hierzu gehören auch vorgeschlagene Programme zu einem verstärkten Einsatz regenerativer Energiequellen, die sicher in Zukunft eine Rolle spielen werden und müssen.

Was die zentrale Frage betrifft, nämlich, ob regenerative Energiequellen die entscheidende Energiequelle der Zukunft sein können oder nicht, so sollte man die Ergebnisse der Studie ernstnehmen. Sie wurde von hochqualifizierten Fachleuten in sechs hochangesehenen Institutionen erarbeitet. Umfassendes Material wurde verarbeitet und die Ergebnisse überzeugend dokumentiert. Wenn man die Studie so ernst nimmt, wie es ihr zusteht, so muß man mit Bedauern feststellen, daß die erneuerbaren Energiequellen ein wenig mithelfen können, sie werden aber nicht der Lastesel sein können, der uns von den Sorgen um eine künftige Energieversorgung befreit.

2. Stellungnahmen der Sachverständigen

2.1 Dr. Eckart John von Freyend

Die Versorgung einer schnell wachsenden Weltbevölkerung mit ausreichender Energie und die gleichzeitige Forderung nach drastischer CO_2-Minderung schafft eine gewaltige Herausforderung. Trotz noch offener Fragen und wissenschaftlicher Unsicherheiten über die mögliche Wirkung anthropogener Treibhausgase auf die Erdatmosphäre und auf das globale Klima sind Maßnahmen zur Vorsorge erforderlich. Die Politik sieht sich veranlaßt, mehr als bisher, Vorsorgepolitik in konkrete politische Zielvorgaben umzusetzen. Vor diesem Hintergrund hat die Enquete-Kommission des Deutschen Bundestages „Technikfolgen-Abschätzung und -Bewertung" von sechs renomierten wissenschaftlichen Forschungsinstituten untersuchen lassen, unter welchen Umständen die solare Wasserstoffwirtschaft eine Antwort auf die Herausforderung sein kann, vor die sich die gesamte Welt gestellt sieht.

Die Studie hat neben der eigentlichen Darstellung der möglichen Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft eine Fülle wertvollen Materials über die möglichen Energieeinsparungen und die Nutzung anderer regenerativer Energiequellen hervorgebracht und dokumentiert. Die Verfasser weisen ausdrücklich darauf hin, daß die untersuchten Energiepfade nicht wahrscheinliche Entwicklungslinien der Energiewirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland darstellen, sondern daß die Energieszenarien von vornherein so konstruiert worden sind, daß energiewirtschaftliche Entwicklungen, unter denen der solare Wasserstoff keine Realisierungschance hätte, aus der Untersuchung ausgeklammert bleiben. Es wäre allerdings gut gewesen, diese Prämisse im Zusammenhang mit den „Handlungsempfehlungen", vor allem auch in der später verbreiteten Kurzfassung, klar herauszustellen.

Die Handlungsempfehlungen enthalten u.a. auch eine Anhebung der gegenwärtigen Energiepreise in einer Größenordnung um rund 100 Mrd DM/Jahr sowie zusätzliche Subventionen von rund 5 Mrd DM/Jahr. Die Rechtfertigung der deutlichen Korrektur der Energiepreise nach oben als wesentliches Element energiepolitischen Handelns mit dem Argument, daß die gegenwärtigen Energiepreise für fossile Energieträger und Strom aus Kernenergie die externen Kosten nicht hinreichend widerspiegelten, ist in Wissenschaft und Politik jedoch umstritten.

Die schrittweise Verdoppelung der realen Energiepreise bis zum Jahr 2005 reicht nach Angaben des Gutachtens immer noch nicht, um den solaren Wasserstoff in den Wirtschaftlichkeitsbereich zu führen. Die Energiepreissteigerungen sollen in erster Linie die kräftigen Energieeinsparungen bewirken, die in den Energieszenarien angenommen werden. Für den Bereich der Industrie belegen wissenschaftliche Untersuchungen einen sehr engen Zusammenhang zwischen Ausweitung der industriellen Investitionstätigkeit und Verringerung des spezifischen Energieverbrauchs der Industrie (Verringerung des spezifischen Energieverbrauchs um 0,7 % bei Auswei-

tung der Ausrüstungsinvestitionen um 1 % im Zeitabschnitt 1960 bis 1988). Insoweit erfolgt industrielles Energiesparen zum großen Teil unabhängig vom konkreten Energiepreis, d.h. also autonom als Nebeneffekt von Modernisierung und Strukturwandel. Energiepreisverteuerungen entziehen der Industrie die hierfür notwendigen Investitionsmittel und wären deshalb für die industrielle Energieeinsparung geradezu kontraproduktiv. Im Ergebnis können mit beiden gewählten Hauptpfaden der Studie die Empfehlungen der Klimakonferenz von Toronto 1988 eingehalten werden. Allerdings sind gewaltige Anstrengungen und Investitionen erforderlich, um die geforderte Energieeinsparung zu erbringen. In den vergangenen 15 Jahren konnte die deutsche Volkswirtschaft eine weltweit beachtliche Reduzierung ihrer Energieintensität um 25 % erzielen. In der gleichen Zeitspanne bis zum Jahr 2005 wird im Hauptpfad II eine weitere Reduzierung um 40 % zugrundegelegt. Bedenkt man, daß in der Vergangenheit zunächst die weniger aufwendigen Maßnahmen durchgeführt worden sind und damit für weitere Einsparmaßnahmen nicht mehr zur Verfügung stehen, wird deutlich, wie ehrgeizig das hier gesteckte Ziel ist.

Im Hauptpfad I wird zusätzlich noch der Ersatz der Kernenergie angenommen, was zu noch drastischeren Einsparforderungen führt. Höhere Kosten und ein nochmals gesteigerter Investitionsbedarf wären die Folge. Bei einer Bewertung ist in diesem Zusammenhang zu berücksichtigen, daß auch aus anderen Bereichen der Volkswirtschaft erhebliche Ansprüche an die knappen Investitionsmittel gestellt werden. Erinnert sei hier auch an den enormen Investitionsbedarf für den umweltschonenden Aufbau der DDR-Wirtschaft. Auch im Hinblick auf die angestrebte CO_2-Minderung gilt, daß der Grenznutzen von Investitionen in die Energiebereitstellung und den Energieverbrauch im Gebiet der heutigen DDR (wie auch in den anderen Ländern des ehemaligen Ostblocks) höher zu veranschlagen ist als von Investitionen in eine solare Wasserstoffwirtschaft im Bereich der heutigen Bundesrepublik Deutschland.

Die Studie weist mit aller Deutlichkeit darauf hin, daß die vorgeschlagenen Maßnahmen nicht im nationalen Alleingang realisiert werden können. Die Wirtschaft der Bundesrepublik Deutschland wäre damit überfordert und verlöre ihre Wettbewerbsfähigkeit. Zudem wäre für die Umwelt nichts gewonnen, wenn die Maßnahmen lediglich zu einer Verlagerung energieintensiver Produktionen in Länder mit zurückhaltenderen Anforderungen führten, so daß dort eine vergleichbare Minderung der Emissionen nicht bewirkt wird.

Das Klimaproblem ist ein weltweites und kann deshalb auch nur durch international abgestimmte Strategien gelöst werden. Von der Bundesrepublik Deutschland als fortschrittlicher und innovationsorientierter Industrienation werden hier Schrittmacherdienste erwartet. Die deutsche Industrie wird ihr breites Erfahrungswissen und ihre Lösungskompetenz für die Bewältigung der komplexen Probleme der weltweiten Klimavorsorge in internationaler Zusammenarbeit einbringen. Die soliden Arbeitsergebnisse der vorliegenden Untersuchung können der Politik wichtige Hilfe sein im Suchprozeß um die optimale Strategie zur umweltverträglichen Sicherung der Energieversorgung. Die Studie sollte deshalb als grundlegender Beitrag in die notwendige internationale — nicht nur EG-weite — Diskussion einfließen.

2.2 Prof. Dr. Martin Gralher

Die Aufgabe lautete:

Auswirkungen wesentlicher technischer Entwicklungslinien auf Wirtschaft, Umwelt, die Arbeitswelt und Lebensbedingungen der Bürger/innen anhand von Einzeltechnologien zu untersuchen, bei denen für den Deutschen Bundestag ein dringender Beratungs- und Entscheidungsbedarf besteht (vgl. BT-Drs. 10/2937).

Die hier vorgestellte Entwicklungslinie heißt solare Wasserstoffwirtschaft. Beratungs- und Entscheidungsbedarf ist gegeben wegen der beabsichtigten CO_2-Reduktion in den nächsten Jahren und Jahrzehnten.

Für die Beurteilung des Berichts ist wichtig das TA-Verständnis in Kommission und Arbeitsgruppe:

- möglichst frühzeitige Initiierung von TA-Prozessen,
- möglichst umfassende Bilanz der potentiellen Folgen und schwerwiegende Realisierungsprobleme des Technikeinsatzes,
- Aufzeigen und Analysieren von Handlungsmöglichkeiten für politische Entscheidungsträger in Technikfolgen-Abschätzungen,
- Transparenz und Nachvollziehbarkeit von TA-Prozessen und Nachprüfbarkeit ihrer Ergebnisse
- Beteiligung von Betroffenen und an TA-Prozessen Interessierten

(vgl. BT-Drs.11/4606,S.6).

Über die von Kommission, Arbeitsgruppe und Gutachtergruppe skizzierten Entwicklungspfade mag man streiten, aber nachdem Extrempositionen ausgeschaltet, ausgeschieden und ausgeschlossen sind, können die untersuchten Pfade als denkbar angenommen werden.

Im Bericht wird unterschieden zwischen denkbar und wahrscheinlich, damit entsteht der Eindruck, denkbar stehe im Gegensatz zu wahrscheinlich. Der Bericht zeigt, wenn das angenommene Ziel — die CO_2-Reduktion — erreicht werden soll, den Weg zu einer Veränderung unseres Energiesystems und gibt den zeitlichen und inhaltlichen Rahmen.

Statt Fatalismus (es bleibt so wie es ist, man kann ja doch nichts machen) und Aktivismus (etwas tun, egal was) werden Voraussetzungen für den Aufbau einer solaren Wasserstoffwirtschaft untersucht.

Solarer Wasserstoff ist nur ein Teil in einem geänderten Energiesystem, das auch in Zukunft ein Ener-

giemix darstellt, nur anders zusammengesetzt als gegenwärtig.

Im Bericht wird vom Ziel her gedacht und nachgedacht, auf welche Weise das Ziel erreicht werden kann. Es wird eben nicht wie bisher extrapoliert und fortgeschrieben — statt Progression Degression —. Das ist eine andere Art zu denken: problem- und systemorientiert und nicht linear.

Der Bericht zeigt, daß dieses Denken auch bei Energiefragen einsetzen muß, wenn das vorgenommene Ziel erreicht werden soll. Der Bericht macht deutlich, in welchen Bereichen konzeptionelle Defizite vorhanden sind (vgl. S. 137 des Endberichts).

Der Bericht zeigt, daß es in Zukunft für die Umgestaltung des Energiesystems sehr auf die lokale Ebene ankommt (Stichwort: Dezentralisierung).

Der Bericht zeigt, daß durch technischen Fortschritt neue Tätigkeitsfelder entstehen,

— daß durch die hier untersuchte technische Entwicklung und das Umstellen des Energiesystems Energiepolitik auch als Entwicklungspolitik eingesetzt werden kann
(Die Japaner verstehen ihre solare Energiepolitik so, wie sich die Arbeitsgruppe bei einem Besuch in Japan überzeugen konnte;)

— daß viele Einzel- und Nachbarpolitiken mit berücksichtigt werden müssen und daß, soll die einzuführende Energiepolitik erfolgreich sein, das Wirtschaftsministerium mehr als bisher zum Energieministerium werden muß.

Ein großes Problem stellen die vielen Hemmnisse dar (S.127ff. des Endberichts) dazu gehören Informationsdefizite und Kenntnismangel (was ist heute schon möglich und machbar).

In einer pluralistischen Gesellschaft muß das Neue eine Lobby haben. Für die klassischen Energieträger ist die Lobby wesentlich stärker als für Energieträger der Zukunft. Das mit Hilfe des Wirtschaftsministeriums gebildete Forum für Zukunftsenergien ist nur ein Anfang.

Das in Beratung befindliche Energiewirtschaftsgesetz muß den im Bericht aufgezeigten Notwendigkeiten Rechnung tragen, damit eine Strukturveränderung stattfinden kann.

Der Bericht verschweigt Schwierigkeiten nicht.

Es wird sehr darauf ankommen, daß die beabsichtigten und notwendigen Maßnahmen auch in der Bevölkerung Unterstützung finden (von der Energieeinsparung bis zur Energiepreisverteuerung).

Auf die Ölkrisen hat das Energiewirtschaftssystem flexibel reagiert, ein solches Reagieren ist auch in Zukunft nötig, es setzt aber die Einsicht der Energieanbieter und Energieabnehmer voraus.

Zugegeben, da bedarf es noch intensiver Aufklärung.

Die gesamte Energieproblematik muß ganz anders als bisher in die Arbeit der politischen Bildung mit einbezogen werden.

Energie- und Umweltfragen werden mehr als bisher auch die internationale Politik bestimmen und sind letztlich auch nur international zu lösen, was aber nicht hindert, daß ein Land oder eine Ländergruppe Vorreiterfunktion übernimmt oder diese weiter ausbaut.

Energiepolitik ist keine Sektorpolitik sondern in zunehmendem Maße Querschnittspolitik, die in viele Politikfelder hineinreicht und hineinwirkt.

Dieses Politikfeldpanorama muß aus dem Bericht der Gutachtergruppe hergestellt werden, damit die Optionen in Handlungsfelder umgesetzt werden können.

2.3 Dr.Joachim Müller

1. Zur Methode der Studie

Die in dieser Studie auf die Zukunft angewandte Szenariotechnik verdeutliche anschaulich, daß prognostische TFA-Studien Wesentliches zur Entscheidungsfindung und zur Verdeutlichung von Alternativen beitragen können. Im Gegensatz zu anderen Studien der Enquete-Kommission ist es in dieser Studie gelungen, zukünftige Entwicklungen trennscharf darzustellen. Wohl auch wegen der pluralen Zusammensetzung der Forschungsgruppe als auch wegen der Komplexität des Gegenstandes, die vordergründige Ideologismen der Lächerlichkeit preisgibt, ist in diesem Projekt die größte methodische Gefahr von TFA-Studien im „politischen Raum" vermieden worden: Die nivellierende politische Verhandlung von Parteien, Fraktionen oder Interessensorganisationen um die Zusammenfassung bzw. Darstellung der Ergebnisse. TFA-Studien machen nur dann einen Sinn für die politische Entscheidungsfindung und haben nur dann einen aufklärerischen empirischen Charakter, wenn sie jenseits notwendigerweise kurzsichtiger politischer oder ökonomischer Interessen erstellt und formuliert werden können.

Meine Erfahrung in der Kommission hat gezeigt: Schon die Beauftragung von Forschungsinstituten oder Experten, deren Arbeitsplätze und Status vom good will des Forschungsministeriums oder von einer Fraktion abhängig sind, ist problematisch und trägt keinesfalls zur Wahrheitsfindung bei. Jegliche Vorwegnahme parteipolitischer oder interessensorientierter Positionen mindert den Wert von Technikfolgenabschätzungsprojekten aber eben auch die Aussagefähigkeit und -deutlichkeit von politischen Stellungnahmen nach Abschluß einer Studie. Die Anzahl der wissenschaftlichen und politischen Stellungnahmen zu dieser Studie verdeutlicht u.a. diese These. Mit der Vorlage dieser Studie allerdings hat die Enquete-Kommission Technikfolgenabschätzung ein brauchbares Beispiel für kommende Projekte vorgelegt.

2. Zum Ansatz der Studie

Auftragsgemäß sind in den beiden Szenarien Energiekosten prognostiziert worden. Dies ist so seriös und akribisch geschehen, wie es die Kommission

von der Forschungsgruppe erwartet hatte und wie es bei Prognosen eben nur möglich ist.

In der Diskussion und im nachhinein sind bedenkenswerte Zweifel an diesem Ansatz aufgekommen, die formuliert werden sollten:

Es ist wissenschaftlich problematisch, auf der Kostenebene zwei so ungleich moderne Verfahren zu beurteilen wie beispielsweise die Atomenergie und die Energie, die solar gewonnen wird. Kein Mensch würde auf die Idee kommen, beispielsweise ein Pferdefuhrwerk mit einem modernen Hochleistungszug zu vergleichen, wobei es zweifelsohne Bereiche und Strecken geben mag, auf denen ein Pferdefuhrwerk aus der Zeit des Mittelalters kostengünstiger einzusetzen ist als eine zu entwickelnde und zu bauende Eisenbahn einschließlich der sie bedingenden Infrastruktur.

Gleichermaßen problematisch und absurd ist in gewisser Weise der Vergleich von solar gewonnener Energie mit der Atomenergie.

Die Atomenergie ist eine veraltete und unintelligente Form der Energiegewinnung aus der Mitte dieses Jahrhunderts, die mit extremen Risiken und entsprechend mangelnder Akzeptanz belastet ist. In der hier gebotenen Kürze und dementsprechend plakativ ausgedrückt: Die Atomenergie mag jenseits ihrer Risiken ihren Sinn in einer Zeit gehabt haben, als gesellschaftlicher Reichtum noch an den Umsatz von Energie und nicht an den von Informationen und Wissen gekoppelt war. Es ist kein Zufall, daß die risikobeladene Atomenergie dort ihre größte Akzeptanz findet, wo der Tod nahe ist, bei den älteren Jahrgängen, die ihre politische und kulturelle Sozialisation in den 50er Jahren und früher erfahren haben. Atomenergie paßt in eine Zeit, in der nicht nur Politiker Atomkriege für führbar gehalten haben. Abstrahiert man von den unkalkulierbaren Folgekosten von Unfällen (GAU) und der Lagerung von Atommüll, dann kann natürlich kein Zweifel daran bestehen, daß eine derartige Energie billig im doppelten Sinne des Wortes ist.

Anders verhält es sich beim solar gewonnenen Wasserstoff und allen Formen reproduzierbarer Energie. Diese moderne Form der Energiegewinnung ist ökologisch verträglich, sie hat nicht die verheerenden klimatischen Folgen wie die noch unmodernere Kohle- oder Erdöl- oder Gasverbrennung. Es kann kein Zweifel daran bestehen, daß eine derartig vorteilhafte, saubere Form der Energiegewinnung teurer ist.

Im Ansatz dieser Studie verbirgt sich folgender von der Kommission und auch von mir zu verantwortender Mangel. Sie geht von einem produktions-ökonomischen und nicht von einem markt-ökonomischen Denken aus. Marktwirtschaftlich gesehen ist die Annahme völlig absurd, daß eine billigere Version akzeptabler ist. Während die Konsumenten bestrebt sind, Qualität oder Status versprechende teure Güter zu erwerben, wird in dieser Studie so getan, als verhalte sich der Konsument ökonomisch vordergründig rational und strebe immer nur die billigste Lösung an. Wäre das so, dann gäbe es beispielsweise keinen Markt für teure Kleidung oder teure Mittelstandautos, von den gehobenen Klassen ganz zu schweigen. Ähnlich wie Mobilität nicht billig sein muß, muß auch Energie nicht billig sein. Letzteres gilt insbesondere auch deswegen, weil energieintensive Produkte generell unintelligente und unökologische Produkte sind.

Es wäre also angemessen und marktgemäß gewesen, zusätzlich die Konsumenten nach ihren Prioritäten zu fragen.

Die offenen Fragen lauten:

— Sind Sie persönlich bereit für risikoarme und saubere Energie mehr Geld in Zukunft zu zahlen als für risikoreiche und schmutzige Energie?

— Wie würden Sie sich entscheiden, wenn ihr Budget alternativ entweder den Kauf eines Neuwagens mit 15 PS mehr oder den Kauf einer Solaranlage für das Dach ihres Einfamilienhauses zulassen würde?

Allerdings auch jenseits der Beantwortung dieser für die Politikberatung sicher relevanten Frage bleibt das Ergebnis der vorliegenden Studie zu betonen: Es gibt einen vertretbaren Weg ohne zusätzliche Atomenergie und ohne zusätzliche CO_2- Belastung und der erfordert erheblichste öffentliche und private Investitionen in den Aufbau solarer Energiesysteme.

2.4 Prof. Dr. Herbert Paschen

1. Handlungs- und entscheidungsorientierte Technikfolgenabschätzungen stellen Versuche dar, zu einem möglichst frühen Zeitpunkt möglichst gut begründete Informationen darüber zu gewinnen, welche Vor- und Nachteile, Risiken und Handlungserfordernisse die Entscheidung für einen bestimmten „Weg in die Zukunft" voraussichtlich mit sich bringen würde. Es geht bei solchen Untersuchungen sozusagen um die „Zukunft heutiger Entscheidungen", und zwar von Entscheidungen über die Entwicklung und den Einsatz von Techniken (technikinduzierte TA) bzw. über die Lösung — vor allem technischer Art — akuter oder sich abzeichnender gesellschaftlicher Probleme (probleminduzierte TA).

Ziel solcher Technikfolgenabschätzungen ist also die Verbesserung der Grundlagen zukunftsgerichteter Entscheidungen, nicht die Vorhersage der Zukunft. Sie benötigen aber eine Fülle von „Informationen über die Zukunft" als Basis für die Analyse der Folgen und Realisierungsvoraussetzungen heutiger technikbezogener Entscheidungen. Dazu gehören insbesondere Informationen über die Rahmenbedingungen für den zukünftigen Einsatz der betrachteten Technik, z.B. über verstärkende oder störende politische und gesellschaftliche Entwicklungen im Umfeld der expandierenden Technik und über Art und Umfang der Diffusion der Technik im Untersuchungszeitraum. Von großer Bedeutung sind natürlich auch Informationen über zukünftige Weiterentwicklungen der zur Diskussion stehenden Technik sowie auch über mögliche zukünftige Alternativen zu dieser Technik.

2. Valide Prognosen nach den Standards empirisch-analytischer Methodik sind hier offenkundig nur selten möglich. Daher wird gerade bei entscheidungsorientierten Technikfolgenabschätzungen als forschungsstrategischer Ausweg aus dem Prognosedilemma das Instrument der Szenario-Bildung in vielfältiger Weise genutzt. In den meisten TA-Studien dieses Typs spielen alternative Szenarien — d.h. konsistente Beschreibungen möglicher oder mehr oder weniger plausibler oder unter bestimmten Gesichtspunkten besonders günstiger oder aus bestimmten politischen Positionen heraus wünschbarer unterschiedlicher „Zukünfte" — als Ausgangspunkte für die Analyse potentieller Auswirkungen des Technikeinsatzes und die Formulierung von Handlungsoptionen eine maßgebliche Rolle. In solchen Szenerien werden (alternative) Annahmen über politische, ökonomische, gesellschaftliche und technische Randbedingungen getroffen. Die darauf basierenden Analysen haben den Charakter bedingter Prognosen, deren Eintritt — unter anderem — von dem zukünftigen Vorhandensein der spezifizierten Randbedingungen abhängt.

Die vorausgesetzten alternativen Randbedingungen können ihrerseits Anlaß und Ausgangspunkt für planerische Entscheidungen sein, die auf die Realisierung dieser Bedingungen zielen.

3. Technikfolgenabschätzungen auf normativer Grundlage in Form von Szenarien über alternative Zukünfte bieten eher die Chance zur Formulierung und Unterstützung innovativer politischer Entscheidungen als „extrapolative" TA-Ansätze, die im wesentlichen auf Fortschreibungen der Vergangenheit basieren, also — bezogen auf die in der vorliegenden Arbeit behandelte Thematik — beispielsweise davon ausgehen, daß bis in das nächste Jahrtausend hinein nur ein ganz geringfügiger Prozentsatz des gesamten Energieeinsatzes in der Bundesrepublik Deutschland aus erneuerbaren Quellen stammen wird. In normativen Technikfolgenabschätzungen wird analysiert, welche Strategien und Maßnahmenprogramme das Erreichen alternativer, aus unterschiedlichen Positionen heraus formulierter Vorstellungen über die Zukunft z.B. der Energiewirtschaft ermöglichen würden und welche Konsequenzen damit jeweils verbunden wären.

Natürlich ist es oft äußerst schwierig, heute breiten Konsens über eine radikal veränderte Struktur etwa der Energiewirtschaft in einer noch sehr weit entfernten Zukunft zu erzielen. Konsens über „kleine nächste Schritte" in die Zukunft ist weit eher erreichbar als Konsens über „Visionen" als langfristig anzustrebende Endziele. Dies haben auch die Diskussionen in dieser Enquete-Kommission über die der Solar-Wasserstoff-Studie zugrundeliegenden Grundannahmen und Szenarien wieder sehr deutlich gemacht.

4. Die vorgelegte Studie ist von den Gutachtern auf Wunsch der Kommission und in Abstimmung mit ihr als normative Technikfolgenabschätzung im geschilderten Sinn konzipiert und durchgeführt worden. Die Basisannahmen bezüglich des Umfangs der CO_2-Reduktion und der Nutzung der Kernenergie im Untersuchungszeitraum sind von ausschlaggebender Bedeutung für alle weiteren Untersuchungsschritte. Vor allem von diesen, aber auch von weiteren Annahmen hängen die Ergebnisse der Analysen zu den erforderlichen Änderungen der Struktur des Energieverbrauchs, zur Energiekostenentwicklung, zu den erforderlichen Erhöhungen des Preisniveaus fossiler Energieträger usw. in entscheidendem Maße ab.

Die Gutachter haben die ihnen übertragenen Aufgaben in überzeugender Weise gelöst. Die von ihnen erarbeitete Studie vermittelt anhand von zwei ausgewählten, unterschiedlichen Grundpositionen zur künftigen Entwicklung der Energieversorgungsstruktur wiedergebenden Entwicklungspfaden eine präzise Vorstellung davon, welche Anstrengungen selbst bei relativ günstigen Rahmenbedingungen unternommen werden müßten, wenn eine in hohem Maße durch den Einsatz regenerativer Energieträger bestimmte energiepolitische Zukunft angestrebt werden soll. Vor allem im Hinblick auf die CO_2-Problematik sind Untersuchungen dieser Art weit mehr als bloße Gedankenspiele oder wissenschaftlicher Selbstzweck.

2.5 Roland Schneider

Die sozialen und ökologischen Folgen moderner Technologien sind in den zurückliegenden Jahren in den Mittelpunkt kritischer Diskussionen gerückt. Die Gründe dafür sind offensichtlich: Die Beeinträchtigung von Umwelt und Gesundheit, die Veränderung von Arbeitsbedingungen und Qualifikationsanforderungen durch den technisch-wirtschaftlichen Wandel, aber auch wachsende Belastungen öffentlicher Haushalte durch die Bewältigung der Folgen dieses Wandels lassen es nicht mehr länger zu, daß wirtschaftliches Wachstum und technische Entwicklung unkritisch mit sozialem Fortschritt gleichgesetzt werden. Notwendig ist vielmehr eine rechtzeitige und kritische Auseinandersetzung mit erwünschten und unerwünschten Folge- und Nebenwirkungen des Prozesses des technisch-wirtschaftlichen Wandels und der gesellschaftlichen Modernisierung. Bestandteile dieser Auseinandersetzung, darauf hat der DGB wiederholt hingewiesen, sind wissenschaftliche Untersuchungen über mögliche soziale, wirtschaftliche und ökologische Folgen der Entwicklung und Anwendung neuer Technologien sowie die Untersuchung von Fragen, wie unerwünschte soziale und ökologische Technikfolgen vermieden werden können. Darüber hinaus ist danach zu fragen, ob gegebenenfalls eine bestimmte Technologie zur Lösung drängender sozialer, ökonomischer wie ökologischer Probleme genutzt werden kann.

Diese Fragen betreffen im weitesten Sinne die Abschätzung und Bewertung von Technikfolgen. Vor diesem Hintergrund hat die Enquete-Kommission sich gemäß ihres Auftrages auch darum bemüht, über die Fortführung von Arbeiten ihrer Vorgänger-Kommission hinaus ein weiteres zentrales Technikfeld, das zukünftig politischen Handlungs- und Gestaltungsbedarf erwarten läßt, zum Gegenstand der

Abschätzung und Bewertung von Technikfolgen zu machen und dabei zugleich Methoden und Verfahren des TA-Prozesses zu erproben und zu dokumentieren. Aus guten Gründen hat sich die Enquete-Kommission dabei für das Thema „Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft" entschieden. Der nunmehr vorliegende Endbericht stellt nicht nur ein gelungenes Beispiel einer probleminduzierten Abschätzung und Bewertung von Technikfolgen dar. Seine Ergebnisse bilden zugleich auch die Grundlage für bedeutsame, handlungs- und zukunftsorientierte technologie- und energiepolitische Diskussionen und Maßnahmen. Ausgangspunkt der im Auftrage der Enquete-Kommission durchgeführten Untersuchungen bildeten die Empfehlungen der Toronto-Konferenz zur Eindämmung des Treibhauseffektes im Zuge einer weltweiten Verringerung von CO_2-Emissionen. Die Ergebnisse der Studie belegen, daß sich die Empfehlungen der Toronto-Konferenz grundsätzlich realisieren lassen. Auch wenn die Untersuchung, wie die Autoren ausdrücklich betonen, keine wahrscheinlichen Entwicklungslinien der Energiewirtschaft in der Bundesrepublik nachzeichnet, so verbessern ihre Befunde gleichwohl die Chancen und Handlungsmöglichkeiten für eine umweltverträgliche und zukunftsorientierte Umgestaltung des gegenwärtigen Systems der Energieerzeugung und -versorgung. Aus guten Gründen wird dabei auf drastische Maßnahmen zur Energieeinsparung sowie auf eine verstärkte Nutzung erneuerbarer Energiequellen aufmerksam gemacht. Maßnahmen zur Energieeinsparung und zur rationellen Energieverwendung sind aus der Sicht des DGB ebenso in verstärktem Umfange erforderlich wie Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen. Dies gilt unabhängig davon, ob und wie der Weg zum Aufbau einer solaren Wasserstoffwirtschaft beschritten wird.

Bedeutsam an der Studie ist ferner, daß sie letztlich Handlungsoptionen und -empfehlungen aus einer unter ökologischen Aspekten unzureichenden Funktion des Marktmechanismus ableitet. Dieser ist aus sich heraus nicht in der Lage, eine ökologisch verträgliche und damit zukunftssichere Energieversorgung zu gewährleisten. Verbunden mit dieser Feststellung ist zugleich die Einsicht in die Notwendigkeit, daß eine ökologische Energieversorgung, die sich an den Empfehlungen der Toronto-Konferenz orientiert, ohne ordnungspolitische und gestaltende Eingriffe im Rahmen staatlicher Politik nicht realisieren läßt. Diese muß eine ökologischen Erfordernissen Rechnung tragende Gestaltung der Energiepreise ebenso einschließen wie Maßnahmen zur Förderung einer rationellen Energieverwendung und zur Erschließung erneuerbarer Energiequellen. Steuernde und gestaltende Maßnahmen im Rahmen der staatlichen Technologie- und Energiepolitik sollten sich jedoch nicht nur auf die Bereitstellung von Finanzhilfen für Maßnahmen der rationellen Energieverwendung und der Erschließung erneuerbarer Energiequellen beschränken. Besondere Aufmerksamkeit muß dabei der Bewältigung von Hemmnissen zuteil werden, die kurzfristig wirksamen Maßnahmen zur Energieeinsparung und der Nutzung erneuerbarer Energiequellen entgegenstehen. Besondere Aufmerksamkeit muß dabei aus der Sicht des DGB Maßnahmen zuteil werden, die sich auf Information, Beratung und Demonstration im Zusammenhang mit der Erarbeitung von lokalen und regionalen Energieversorgungskonzepten beziehen. Kurzfristig bedeutsam erscheint dabei insbesondere die breite Information und Beratung über derzeit bestehende technische Möglichkeiten, Einsatzbereiche, Kosten und Merkmale bereits erprobter technischer Systeme und Systemkombinationen zum Zwecke der Energieeinsparung, der rationellen Energieverwendung sowie der Nutzung erneuerbarer Energiequellen. In besonderem Maße gilt dies für den Bereich des Wohnungsbaus sowie für Klein- und Mittelbetriebe. Bedeutsam ist in diesem Zusammenhang aus gewerkschaftlicher Sicht auch die Feststellung, daß die Privatwirtschaft bisher kaum innovative Schritte zur Weiterentwicklung von Systemen der Energieerzeugung und -verwendung unternommen hat; das festgestellte zurückhaltende Engagement bei Investitionen in Produktionsanlagen für erneuerbare Energietechnologien — dies muß mit Nachdruck betont werden — steht ganz und gar nicht im Einklang mit den nachhaltigen Plädoyers der Unternehmen und ihrer Verbände für eine innovative Nutzung neuer Technologien!

Jenseits der Wirksamkeit und der Dringlichkeit der zuvor genannten Maßnahmen unterstreichen die Ergebnisse des Gutachtens zu Recht, daß der langfristig mögliche Aufbau einer solaren Wasserstoffwirtschaft internationale Kooperation und internationale Vereinbarungen erfordert. Gleichwohl kann die Notwendigkeit internationaler Kooperation zur langfristigen Sicherung einer umweltverträglichen Energieversorgung keine Ausrede dafür liefern, mit Verweis auf eine mögliche Beeinträchtigung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit bundesdeutscher Unternehmen lenkende und gestaltende energiewirtschaftliche Maßnahmen zu unterlassen. Ein Handlungsverzicht steht nach Vorlage der Untersuchungsergebnisse nicht zur Diskussion. Im Gegenteil: Der Anspruch von Wirtschaft und Politik, Voraussetzungen für einen innovativen und zukunftssicheren Industriestandort zu schaffen, macht es nicht nur erforderlich, mögliche Risiken und Gefahren technisch-wirtschaftlicher Entwicklung frühzeitig zu verdeutlichen und zu diskutieren, sondern er muß die Bereitschaft zu Veränderungen und Umgestaltung einschließen. Dazu liefern die Ergebnisse des vorliegenden Gutachtens konkrete Empfehlungen. Im Anschluß an die Veröffentlichung des Gutachtens kommt es nunmehr darauf an, seine Aussagen und Handlungsempfehlungen durch die Konfrontation mit anderen Auffassungen und Positionen auf ihre Tragfähigkeit zu überprüfen und umzusetzen.

ABSCHNITT C:

Auftrag und Durchführung der Kommissionsarbeit

1. Entstehung und Auftrag der Enquete-Kommission

Die Folgen moderner Technik haben in den letzten Jahrzehnten in ihren Nutzen- und Risikodimensionen stark an Bedeutung gewonnen. Die Bevölkerung nimmt die Ambivalenz des technischen Wandels mehr und mehr wahr. Der Anspruch an und die Verantwortung für staatliches und gesellschaftliches konzeptionelles Handeln im Umgang mit Technik hat sich erhöht. Dem Parlament sind somit wichtige neue Aufgaben zugewachsen.

Vor diesem Hintergrund debattiert der Deutsche Bundestag seit langem über Form und Funktion einer verbesserten Beratung des Parlaments zu technikbezogenen Gestaltungsaufgaben. Da ein von der Enquete-Kommission Technikfolgen-Abschätzung und -Bewertung (Kurztitel) in der 10. Wahlperiode erarbeiteter Institutionalisierungsvorschlag im Plenum nicht abschließend beraten wurde, setzte der 11. Deutsche Bundestag auf seiner 36. Sitzung am 05. November 1987 erneut eine Kommission gleichen Namens ein. Ihr Auftrag wurde wie folgt festgelegt:

„I. Zur Vorbereitung technologiepolitischer Entscheidungen des Deutschen Bundestages wird eine Enquete-Kommission ‚Einschätzung und Bewertung von Technikfolgen; Gestaltung von Rahmenbedingungen der technischen Entwicklung' gemäß § 56 GOBT eingesetzt.

Diese Enquete-Kommission hat die Aufgabe, den Informations- und Wissensstand des Deutschen Bundestages über wesentliche technische Entwicklungslinien zu verbessern, für die in Zukunft ein politischer Beratungs- und Entscheidungsbedarf besteht.

II. Die Enquete-Kommission erfüllt diese Aufgabe, indem sie

1. die von der Enquete-Kommission ‚Einschätzung und Bewertung von Technikfolgen; Gestaltung von Rahmenbedingungen der technischen Entwicklung' der 10. Wahlperiode begonnenen Arbeiten auf den Sachgebieten ‚Expertensysteme', ‚Nachwachsende Rohstoffe" und ‚Alternative landwirtschaftliche Produktionsweisen' gemäß dem ursprünglichen Auftrag (BT-Drs. 10/2937) bis zum 30.April 1989 zum Abschluß bringt;

2. die gegen den Institutionalisierungsvorschlag der Enquete-Kommission der 10. Wahlperiode (BT-Drs. 10/5844) geäußerten Bedenken aufgreift und dazu unter Berücksichtigung ihrer eigenen Erfahrungen — insbesondere bei der Vermittlung erarbeiteten Wissens in die ständigen Ausschüsse des Deutschen Bundestages und in die Öffentlichkeit — bis zum 30. April 1989 Empfehlungen vorlegt;

3. ein weiteres zentrales Technikfeld untersucht, dessen Entwicklung politischen Handlungs- und Gestaltungsbedarf für das Parlament erwarten läßt und dazu bis zum Ende der Wahlperiode einen Bericht vorlegt.

Das Technikfeld wird von der Kommission im Einvernehmen mit dem Ausschuß für Forschung und Technologie bis zum 31. März 1988 festgelegt."

In Erfüllung der Aufgabe zu II.1. wurde im Mai 1989 ein erster Bericht („Zum gentechnologisch hergestellten Rinderwachstumshormon" (BT-Drs. 11/4607)) erstattet. Drei weitere Berichte legt die Kommission zeitgleich mit diesem Bericht vor.

Die Aufgabe zu II.2 erfüllte die Kommission durch Vorlage eines Berichtes mit Empfehlungen mit dem Titel „Zur Notwendigkeit und Ausgestaltung einer ständigen Beratungskapazität für Technikfolgen-Abschätzung und -Bewertung beim Deutschen Bundestag" (BT-Drs. 11/4606). Das Parlament hat in seiner Sitzung am 16. November 1989 dem von den Abgeordneten der Fraktionen der CDU/CSU und FDP getragenen Institutionalisierungsvorschlag zugestimmt. Diesem Vorschlag zufolge hat der Ausschuß für Forschung und Technologie die Aufgabe Technikfolgenabschätzung übernommen. Eine externe wissenschaftliche TA-Einheit wird aufgebaut.

Dieser Bericht stellt das Ergebnis der Arbeit der Kommission zu Aufgabe II. 3. dar.

2. Zusammensetzung der Kommission

Nach Beschluß des Deutschen Bundestages wurde die Zusammensetzung der Kommission wie folgt festgelegt:

„Die Enquete-Kommission setzt sich aus neun Abgeordneten des Deutschen Bundestages im Verhältnis 4 zu 3 zu 1 zu 1 für das Besetzungsrecht der Fraktionen zusammen. Die von den Fraktionen zu benennenden Abgeordneten sollen ein möglichst breites Spektrum von Politikfeldern abdecken. Weitere Mitglieder der Enquete-Kommission sind acht nicht dem Deutschen Bundestag oder der Bundesregierung angehörende Sachverständige."

Die Fraktionen benannten folgende Mitglieder des Deutschen Bundestages für die Kommission:

CDU/CSU-Fraktion:

Abg. Dr. Eicke Götz (ausgeschieden zum 13.4.1988)
Abg. Rudolf Kraus (eingetreten am 13.4.1988, ausgeschieden zum 30.5.1989)
Abg. Dr. Friedrich Kronenberg
Abg. Josef Linsmeier (eingetreten am 30.5.1989)
Abg. Dr. Dietrich Mahlo (eingetreten am 28.9.1988)
Abg. Dr. Jürgen Rüttgers (ausgeschieden zum 14.9.1989)
Abg. Heribert Scharrenbroich (ausgeschieden zum 28.9.1988)
Abg. Dr. Alexander Warrikoff (eingetreten am 14.9.1989)

SPD-Fraktion:

Abg. Frau Edelgard Bulmahn
Abg. Peter Paterna
Abg. Ottmar Schreiner

FDP-Fraktion:

Abg. Klaus Beckmann (ausgeschieden zum 18.3.1988)
Abg. Dr. Walter Hitschler (eingetreten am 18.3.1988)

Fraktion DIE GRÜNEN:

Abg. Frau Bärbel Rust

Die Präsidentin bzw. der Präsident des Deutschen Bundestages berief auf Vorschlag der Fraktionen als Sachverständige Kommissionsmitglieder:

Prof. Dr. Thomas Bohn (ausgeschieden zum 17.10.1988)
Dr. Eckart John von Freyend
Prof. Dr. Martin Gralher (eingetreten am 19.5.1989)
Prof. Dr. Helmar Krupp
Dr. Joachim Müller
Prof. Dr. Herbert Paschen
Jochen Richert (ausgeschieden zum 2.10.1989)
Roland Schneider (eingetreten am 27.11.1989)
Reinhard Ueberhorst
Dr. Hans Zoebelein

Die Enquete-Kommission „Gestaltung der technischen Entwicklung; Technikfolgen-Abschätzung und -Bewertung" wurde am 10. Dezember 1987 vom Bundestagspräsidenten konstituiert. Zum Vorsitzenden wurde der Abg. Dr. Jürgen Rüttgers (CDU/CSU) (ausgeschieden zum 14.09.1989), als Nachfolger der Abg. Dr. Friedrich Kronenberg (CDU/CSU) und zur Stellvertretenden Vorsitzenden der Kommission die Abg. Frau Edelgard Bulmahn (SPD) bestimmt. Die Kommission hat insgesamt 39 Sitzungen abgehalten.

Durch die Verwaltung des Deutschen Bundestages wurde ein Sekretariat gebildet, das für die Kommission organisatorische und wissenschaftliche Aufgaben zu erfüllen hat. Das Sekretariat wird von MR Dr. Dirk Jaeger geleitet. Wissenschaftliche Mitarbeiter im Sekretariat sind: Karsten Beneke (zum 31.12.1989 ausgeschieden), Dr. Carl Bulich, Dr. Uwe Markus (zum 30.09.1989 ausgeschieden), Dr. Rolf Meyer und Dr. Otto Ulrich (zum 31.07.1990 ausgeschieden). Die Verwaltungs- und Organisationsaufgaben wurden von OAR Norbert Grabowski wahrgenommen, der am 03. Dezember 1988 verstarb. Seine Aufgaben wurden vorübergehend von Hans-Walter Westphal (01.12.1988 bis 31.03.1989), Frau Martina Hägele (28.03.1989 bis 15.06.1989), Conrad Ostermeyer (26.06.1989 bis 31.12.1989) und Heinz Gerhard Jaeger (01.01.1990 bis 09.04.1990) übernommen. Weiterhin sind im Sekretariat tätig: Frau Marianne Herrmann und Frau Irina Tissen (bis 01.09.1990).

3. Auswahl und Begründung des Themas

Mit dem Auftrag, „ein weiteres zentrales Technikfeld" zu untersuchen, erhielt die Kommission die Möglichkeit, auch über die Fortführung der von der Vorgängerkommission übernommenen Aufgaben hinaus eigene Akzente bei der Auswahl und Durchführung von TA-Analysen zu setzen. Von drei Abgeordneten der Kommission wurden folgende Themenvorschläge schriftlich in die Beratungen eingebracht:

— Integration der Telekommunikationsnetze

— Solarer Wasserstoff

— Probleme der sozialen Beherrschung integrierter Fernmeldenetze am Beispiel von ISDN

Mit dem Wasserstoff-Thema war auf eine Problemstellung zurückgegriffen worden, die in den von der Vorgängerkommission eingeholten Gutachten zur Themenauswahl im Bereich der Technologiefolgenabschätzung (s. Materialien Band I zu BT-Drs. 10/6801 S. 1 ff.) als bearbeitungswürdig eingestuft worden war.

Nach intensiver Beratung, in die auch externe Sachverständige und Mitglieder der Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" einbezogen wurden, entschied man sich für das Wasserstoff-Thema, zumal sich das Parlament mehrfach mit dieser Problematik befaßt hatte (siehe Anhang Verzeichnis 1.). In Abgrenzung zu den Arbeiten Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" wandte man sich insbesondere der langfristigen Entwicklung (über das Jahr 2000 hinaus) und den Optionen zu. Der genaue Titel des neuen Arbeitsfeldes wurde mit

„Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solareWasserstoffwirtschaft"

festgelegt. Bei der ausführlicheren Problemanalyse erwog man zeitweise, die Betrachtungen auf den Verkehrsbereich zu beschränken. Letztlich wurde dieser Vorschlag aber verworfen, da man befürchtete, die gewünschte Gesamtschau einer solaren Wasserstoffwirtschaft würde dadurch zu sehr von dem speziellen Aspekt der Treibstoffversorgung geprägt.

Für die Wahl dieses Themas sprach seine gesellschaftliche und politische Relevanz, die weitreichende Zuständigkeit des Parlaments im Energiebereich sowie der erwartete Entscheidungsbedarf. Dazu kamen Argumente wie „gute Eingrenzbarkeit" und „ausreichende Verfügbarkeit der erforderlichen Daten". Der Querschnittscharakter dieses Themas ließ schließlich seine Bearbeitung in einer die Auf-

gabengebiete einzelner Ausschüsse übergreifenden Kommission als besonders vorteilhaft erscheinen.

Dem endgültigen Beschluß der Kommission am 09. Dezember 1988, dieses Thema zu bearbeiten, gab der Ausschuß für Forschung und Technologie in seiner Sitzung am 18. Januar 1989 seine Zustimmung.

4. Ablauf des TA-Prozesses

Nachdem sich in der Kommission abzeichnete, daß das Thema „Wasserstoff" als neues Arbeitsfeld bestimmt werden würde, setzte man, wie in den anderen Sachgebieten auch, eine Arbeitsgruppe ein. Beginnend mit der Festlegung der genauen Themenstellung bis hin zur Vorbereitung des Abschlußberichtes übernahm sie in insgesamt 12 Arbeitssitzungen die Feinarbeit und die Entscheidungsvorbereitung für die Kommission bei diesem TA-Prozeß.

Folgende Kommissionsmitglieder gehören ihr an:

Edelgard Bulmahn
Dr. John von Freyend
Prof. Dr. Martin Gralher
Prof. Dr. Helmar Krupp
Dr. Joachim Müller
Prof. Dr. Herbert Paschen
Bärbel Rust
Reinhard Ueberhorst
Dr. Alexander Warrikoff

In einer beschränkten Ausschreibung wurden 14 einschlägig erfahrene wissenschaftliche Institute sowohl im universitären wie im privatwirtschaftlichen Bereich aufgefordert, Vorschläge für die Bearbeitung des Themas vorzulegen. Alle eingegangenen Angebote zeichneten sich durch hohe Sachkompetenz aus. Insbesondere der Bearbeitungsvorschlag unter der Projektführerschaft von Dr. Nitsch von der Deutschen Forschungsanstalt für Luft- und Raumfahrt (DLR) entsprach den Vorgaben der Kommission, da nicht nur Sachverstand aus vielen Wissensdisziplinen eingebunden werden sollte, sondern auch in hohem Maße Bereitschaft zur Zusammenarbeit mit der Kommission gezeigt wurde. Dem Votum der Arbeitsgruppe für dieses Gutachterteam folgte die Kommission auf ihrer Sitzung am 14. März 1989.

Wie in der Ausschreibung vorgesehen, teilte sich die Arbeit der Gutachter in zwei Phasen:

In einem ersten Arbeitsschritt wurden in enger Absprache mit der Kommission die Aufbaupfade konzipiert. In Anlehnung an die Arbeiten der Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" wurde dabei als generelle Vorgabe ein Rückgang der CO_2-Emissionen von 25 % bis zum Jahre 2005 und von 75 % bis zum Jahre 2050 für beide betrachteten Hauptpfade festgelegt. Man verzichtete darauf, einen ursprünglich von den Gutachtern vorgeschlagenen dritten Hauptpfad in die Untersuchungen mit einzubeziehen, der als Randbedingung von einem geringeren CO_2-Emissionsrückgang ausgegangen wäre. Dieses Vorgehen war in der Kommission nicht unumstritten. Einige Mitglieder kritisierten die nach ihrer Ansicht mangelnde Realitätsnähe der Hauptpfade. Andererseits war man sich einig, daß es sich bei den diskutierten Aufbaupfaden im wesentlichen um Bündel normativ bestimmter Maßnahmen handele und nicht um wahrscheinliche oder erwartbare zukünftige energiewirtschaftliche Entwicklungen.

Als zweite Vorgabe einigte man sich darauf, die Nutzung der Kernenergie in einem Hauptpfad (I) bis zum Jahre 2005 auslaufen zu lassen, während beim anderen Hauptpfad (II) eine Zunahme der Nutzung der Kernenergie im Jahre 2050 auf mehr als das Doppelte des Ausgangsjahres 1988 zugelassen wurde. Auf Vorschlag der Gutachter wurde schließlich auch vereinbart, gewissermaßen als Ausgleich im Hauptpfad (I) von sehr viel intensiveren Energieeinsparbemühungen auszugehen als im Hauptpfad (II).

Ausgehend von diesen Randbedingungen entwickelten die Gutachter zwei detaillierte Hauptentwicklungspfade für Energienachfrage und Energieangebot mit jeweils 4 Varianten, in denen die Einsatzmöglichkeiten erneuerbarer Energiequellen und insbesondere von solaren Wasserstoff als Sekundär-Energieträger dargestellt wurden. Über das als Zwischenbericht festgehaltene Ergebnis diskutierte die Kommission mit den Gutachtern auf einer Klausurtagung am 02.—03. Oktober 1989 in Stuttgart. Bei großer allgemeiner Zustimmung zu diesem Bericht wurden von einem Teil der Kommissionsmitglieder allerdings Zweifel geäußert, ob die angenommene Entwicklung der Stromgestehungskosten sowie die herangezogene volkswirtschaftliche Berechnungsmethode bei einschlägig erfahrenen Sachverständigen auch außerhalb der Kommission auf Zustimmung stoßen würden. Man vereinbarte daraufhin, eine Öffentliche Anhörung zur Frage „Was kostet die Solarenergie heute und in Zukunft" durchzuführen. An dieser am 20. November 1989 stattfindenden Veranstaltung nahmen neben der Kommission und den Gutachtern folgende Sachverständige teil:

Herr Authier (Wacker-Heliotronic),
Herr Benemann (Flachgas-Solartechnik GmbH),
Prof. Dr. Bloss (Institut für Physikalische Elektronik der Universität Stuttgart),
Herr Buhs (Telefunken-Systemtechnik GmbH),
Herr Fuchs (Bayern-Werke),
Herr Dr. Hassmann (Siemens/KWU),
Prof. Dr. Kleinkauf (Gesamthochschule Kassel),
Herr Möhrstedt (IBC Ingenieur-Büro Möhrstedt),
Herr Palz (EG-Kommission),
Dr. Räuber (Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme),
Dr. Roelen (Phototonic Solartechnik GmbH),
Herr Wobben (Fa. Enercon).

Im Ergebnis wurden die im Zwischenbericht dargestellten Kostenannahmen als vertretbar bestätigt. Von der Kommission wurden die Gutachter gebeten, einzelne während der Anhörung geäußerte Kritikpunkte aufzugreifen, neben der volkswirtschaftlichen Berechnungsmethode auch eine betriebswirtschaftliche Methode mit zu verwenden und bei der Auswirkungsanalyse aufzuzeigen, inwieweit Abweichungen von den prognostizierten Kosten zu Ergebnisänderungen führen würden.

In einem zweiten Arbeitsschritt analysierten die Gutachter entsprechend den mit der Kommission getroffenen Vereinbarungen die verschiedenen Folgen des Aufbaus einer solaren Wasserstoff-Wirtschaft, ermittelten die Realisierungsbedingungen und -erfordernisse, analysierten Hemmnisse bei der Weiterentwicklung und Einführung solarer Energiequellen, führten einen Vergleich und eine Bewertung der verschiedenen Aufbaustrategien durch und erarbeiteten schließlich Empfehlungen für Maßnahmen, die aus ihrer Sicht erforderlich sind, wenn die Verwirklichung dieser Aufbaustrategien angestrebt werden soll.

Verbesserungs- oder Änderungswünsche einzelner Kommissionsmitglieder konzentrierten sich in dieser Phase auf einzelne Aspekte der zur Diskussion gestellten Berichtsentwürfe. Der im Laufe der Untersuchung gewachsene Wunsch, eine Analyse der mit der Nutzung der Kernenergie verbundenen Kosten durchzuführen, war im Rahmen des Untersuchungszeitraums nicht zu leisten.

Ergebnis der Zusammenarbeit zwischen Gutachtern und Kommission ist dieser auf fünf Materialienbände aufbauende Bericht, der von allen Kommissionsmitgliedern als angemessene und gelungene Darstellung der Problematik bezeichnet wird. Darüber hinaus Entscheidungsalternativen vorzulegen oder eine konsensuale Entscheidung vorzubereiten, wie dies andere Enquete-Kommissionen tun, hielt diese Kommission bei den bearbeiteten TA-Themen angesichts ihres breit gefächerten Auftrags schon aus Zeitgründen nicht für leistbar.

ABSCHNITT D:

Endbericht der Gutachter

Vorwort

Auftrag und methodisches Vorgehen

Die zunehmende Belastung der Umwelt mit energiebedingten Schadstoffen — insbesondere mit den klimarelevanten Spurengasen (vor allem Kohlendioxid — CO_2) — macht entsprechende Gegenmaßnahmen unumgänglich. Aus umweltpolitischer Sicht geht es mit Blick auf die energiewirtschaftlichen Zusammenhänge vor allem darum, in Zukunft den weltweiten Verbrauch fossiler Energieträger — als der Hauptquelle der anthropogenen CO_2-Belastung — drastisch zu reduzieren. In der Bundesrepublik Deutschland befaßt sich gegenwärtig die Enquete-Kommission des Deutschen Bundestages „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" speziell mit dieser Problematik.

Als eine — zumindest langfristig — wesentliche technische Option gerade zur Reduzierung der Emissionen energiebedingter klimarelevanter Spurengase wird von vielen der solare Wasserstoff angesehen. Umweltpolitische Erwägungen sprechen eindeutig für den forcierten Einsatz dieses in der Nutzung praktisch emissionsfreien Sekundärenergieträgers, zumal auf diesem Wege erneuerbare Energiequellen im großen Umfang nutzbar gemacht werden können. Andererseits sind insbesondere die komplexen technischen, ökonomischen, ökologischen, sozialen und politischen Folgen, aber auch die wohl nur durch eine entsprechend ausgerichtete Politik zu schaffenden Voraussetzungen des Aufbaus einer solaren Wasserstoffenergiewirtschaft — auch im Vergleich zu anderen ähnlich umweltverträglichen Alternativen (z. B. verstärkte rationelle Energienutzung) — zu beachten. Unter einem engeren Blickwinkel sind in den vergangenen Jahren zahlreiche Untersuchungen zur technischen Machbarkeit sowie zur energie- oder umweltpolitischen Bedeutung des solaren Wasserstoffs erarbeitet worden. Für die letztlich zu treffenden politischen Entscheidungen fehlt es allerdings an einer Untersuchung der dabei zu berücksichtigenden Gesamtzusammenhänge.

Vor diesem Hintergrund hat die Enquete-Kommission des Deutschen Bundestages „Technikfolgen-Abschätzung und -Bewertung" ein Forschungsvorhaben ausgeschrieben, das die „Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft" behandeln soll, und dessen Bearbeitung entsprechend deren Angebot einer Studiengruppe unter der Federführung der Deutschen Forschungs- und Versuchsanstalt für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR) übertragen.

In Anlehnung an das bei TA-Untersuchungen übliche Vorgehen und in Abstimmung mit der AG „Wasserstoff" der TA-Enquete war folgender Arbeitsgang vorgesehen worden:

(1) Diskussion methodischer Anforderungen, Diskussion und Festlegung der maßgeblichen Rahmenbedingungen in Form von Energieszenarien.

(2) Erstellung der Datenbasis zu technischen, ökonomischen und umweltrelevanten Parametern von Schlüsseltechnologien für den Aufbau einer solaren Wasserstoffwirtschaft und ihre Entwicklungsmöglichkeiten in Abhängigkeit wissenschaftlich-technischer Fortschritte sowie industrieller Einführung und Großserienfertigung.

(3) Entwurf einzelner Varianten von Aufbaustrategien mit unterschiedlicher Bedeutung des solaren Wasserstoffs. Ermittlung des Versorgungsbeitrages von Wasserstoff in Abhängigkeit des Angebots fluktuierender solarer Elektrizität und un-

terschiedlicher Nutzungsstrategien im Verkehrssektor.

(4) Diskussion und Auswahl von Aufbaustrategien unter Einbeziehung von politischen Akteuren anhand eines Zwischenberichts.

(5) Analyse der technischen, ökonomischen, ökologischen, sozialen und politischen Folgen des Aufbaus einer solaren Wasserstoffenergiewirtschaft.

(6) Analyse der Realisierungsbedingungen für eine solare Wasserstoffenergiewirtschaft; Ermittlung und Darstellung von Hemmnissen, Umsetzungsmaßnahmen und Instrumenten.

(7) Schätzung des Mittelaufwandes privater Investoren und der öffentlichen Hand; Diskussion von Finanzierungsmodellen.

(8) Vergleich und Beurteilung der einzelnen Aufbaustrategien unter Berücksichtigung ihrer Folgen, Realisierungsbedingungen sowie des erforderlichen Mittelaufwandes; Diskussion der Aussagefähigkeit und -grenzen der Analyseergebnisse und Ableitung von Handlungsempfehlungen.

Grundsätzlich lassen sich bei einer Konzeptualisierung der Aufbaustrategien fünf Untersuchungsebenen unterscheiden:

Ebene (1): Es werden denkbare Entwicklungen des Energiesystems in der Bundesrepublik Deutschland in Form von Energieszenarien entworfen.

Ebene (2): In diesen Szenarien wird dem solaren Wasserstoff in unterschiedlichen Bereichen (Verkehr u. a.) ein bestimmter Einsatz in einer zeitlichen Entwicklung zugeordnet.

Ebene (3): Für jede dieser Aufbauvarianten sind die technischen Anforderungen zu spezifizieren, z. B. Art und Umfang des Lastenausgleichs in der Stromerzeugung durch Wasserstoff als Speichermedium oder der Bedarfsumfang und die Darbietungsart (z. B. LH_2) im Verkehr.

Ebene (4): Das jeweilige Mengengerüst und die Anforderungsprofile geben ihrerseits den Rahmen ab für den Entwurf von Systemkonfigurationen einer solaren Wasserstoffwirtschaft.

Ebene (5): Diese Systemkonfigurationen werden auf der Basis der Schlüsseltechnologien einer solaren Wasserstoffwirtschaft gebildet und in ihrem technischen und ökonomischen zeitlichen Entwicklungsprofil dargestellt.

Da die Realisierungschancen und Folgen des Aufbaus einer solaren Wasserstoffwirtschaft entscheidend von den möglichen Entwicklungen des gesamten Energiesystems abhängen, ist es unabdingbar, den ausgewählten Technologiebereich „Solarer Wasserstoff" in entsprechende Energieszenarien für die Bundesrepublik Deutschland einzubetten und in seiner zeitlichen Entwicklung zu beschreiben.

Die Materialbände I bis IV enthalten den quantifizierbaren Rahmen der ausgewählten Entwicklungspfade und Aufbaustrategien einer solaren Energiewirtschaft.

— Band I beschreibt die der weiteren Untersuchung zugrunde gelegten Entwicklungspfade der Energiewirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2050.

— Band II stellt die Schlüsseltechnologien mit ihren technischen, ökonomischen und umweltrelevanten Parametern dar.

— Band III bildet einzelne Aufbauvarianten für eine solare Wasserstoffwirtschaft und erläutert die technisch-strukturellen Zusammenhänge.

— Band IV behandelt die ökonomischen Aspekte des Aufbaus einer solaren Wasserstoffwirtschaft, analysiert deren Kosten und bewertet ihre Wirtschaftlichkeit.

Materialienband V schließlich beschäftigt sich mit den Auswirkungen, Folgen und Realisierungsbedingungen des Aufbaus einer solaren Wasserstoffwirtschaft, stellt also die eigentliche Technikfolgenabschätzung dar.

Rahmenbedingungen

Es entspricht dem Zweck dieser TA-Untersuchung, wenn sie keine vergleichende energietechnisch-wirtschaftliche Analyse zur Darstellung wahrscheinlicher Entwicklungslinien der Energiewirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland im allgemeinen sein will, sondern weitgehend geschlossene und konsistente Rahmenbedingungen für Aufbaustrategien einer solaren Wasserstoffenergiewirtschaft definiert. In diesem Zusammenhang stellen sich zwei Fragen:

— Welche Entwicklungslinien führen überhaupt zum solaren Wasserstoff; müssen dazu in absehbarer Zeit bereits politische Entscheidungen getroffen werden?

— In welchem Maße begünstigt Wasserstoff die Ausschöpfung erneuerbarer Energiequellen; wann wird er benötigt; welche technologisch-strukturelle Ausgestaltungsmöglichkeit gibt es?

Dabei sollen die Energieszenarien von vornherein so konstruiert werden, daß energiewirtschaftliche Entwicklungen, unter denen der solare Wasserstoff keine Realisierungschance hätte, aus der Untersuchung ausgeklammert bleiben. Deshalb wurden Wege einer unbegrenzten Nutzung der Kernenergie wie der fossilen Energieträger, die für den Einsatz solaren Wasserstoffs keinen Platz lassen würden, nicht betrachtet. Insoweit spiegeln die der weiteren Arbeit zu unterlegenden Szenarien grundsätzlich günstige Rahmenbedingungen für den Aufbau einer solaren Energiewirtschaft unter Einschluß von Wasserstoff wider.

Angesichts der konkreten Problemlage insbesondere im Hinblick auf die befürchteten Gefahren einer zunehmenden Belastung der Atmosphäre mit energiebedingten klimarelevanten Spurengasen ist die Setzung günstiger Rahmenbedingungen für vergleichsweise umweltverträgliche Energiesysteme auch eine vernünftige Grundannahme. Immer mehr

verstärken sich die Forderungen, die Emissionen insbesondere von Kohlendioxid so schnell wie möglich deutlich zu reduzieren und entsprechend den Verbrauch fossiler Energieträger weltweit nachhaltig zu verringern. Ein zentraler Ansatzpunkt in diese Richtung ist die forcierte rationelle Energienutzung in sämtlichen Energieverwendungsbereichen, ein anderer der Einsatz emissionsfreier oder emissionsarmer Energieträger — z. B. der solare Wasserstoff.

Auf der Weltkonferenz „The Changing Atmosphere" Ende Juni 1988 in Toronto wurde folgende Empfehlung zur Eindämmung des Treibhauseffektes verabschiedet:

Reduzierung der weltweiten CO_2-Emissionen
— bis zum Jahre 2005 um 20 vH
— bis zum Jahr 2050 um mindestens 50 vH.

Zahlreiche Klimaforscher halten diese Reduktionsraten sogar bei weitem für zu gering (vgl. dazu auch den Zwischenbericht der Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre"). Einigkeit besteht aber generell darin, daß in jedem Falle die Industrieländer — also auch die Bundesrepublik Deutschland — stärkere Anstrengungen in Richtung der Emissionsreduktion unternehmen müssen.

Mit der Enquete-Kommission bestand Übereinstimmung darin, daß die der Untersuchung letztlich zugrunde zu legenden Szenarien alle mindestens mit der in Toronto aufgestellten Forderung nach einer Reduzierung der CO_2-Reduktion kompatibel sein sollten. Hinsichtlich der in den Energiepfaden unterstellten weiteren Nutzung der Kernenergie wurde außerdem festgelegt, daß zumindest ein Pfad vorzusehen sei, bei dem auf die Kernenergie bereits zum ersten Betrachtungszeitpunkt (2005) verzichtet wird.

Unter Berücksichtigung der vorgenannten Aspekte sollte sich die — im Hinblick auf die dargestellten Daten und Strukturen auf die Energieversorgung der BRD begrenzte — Untersuchung auf zwei Hauptpfade konzentrieren und Angaben für die Jahre 2005, 2025 und 2050 treffen. Beiden Pfaden sollte die der „Toronto-plus-Forderung" entsprechende Entwicklung des Verbrauchs fossiler Energieträger gemeinsam sein, wobei in dem einen Hauptpfad die Nutzung der Kernenergie noch innerhalb der ersten Zeitabschnittsperiode auslaufen sollte, während in dem anderen Hauptpfad über den gesamten Betrachtungszeitraum hinweg ein — wenn auch nicht grenzenlos — steigender Einsatz der Kernenergie zuzulassen wäre. Unter diesen Randbedingungen wären sodann die Einsatzmöglichkeiten erneuerbarer Energiequellen als Primärenergieträger und von solarem Wasserstoff als Sekundärenergieträger zu analysieren.

Die Beschränkung auf zwei Hauptpfade hat den Vorteil der leichteren Überschaubarkeit von Annahmen und Ergebnissen. Die unterschiedlichen Randbedingungen, die sich im Diskussionsprozeß mit und innerhalb der Enquete-Kommission als Vorgaben für die Energieszenarien herausgebildet haben, besitzen darüber hinaus den Vorzug, daß eine ausreichend große Bandbreite denkbarer energiewirtschaftlicher Entwicklungslinien abgebildet werden kann. Vor diesem Hintergrund lassen sich dann auch in ihren Elementen durchaus unterschiedliche Aufbaustrategien einer solaren Wasserstoffenergiewirtschaft differenziert analysieren. Insgesamt werden für die beiden Hauptpfade jeweils vier Varianten mit voneinander abweichenden Systemkonfigurationen und Schlüsseltechnologien untersucht.

Ausdrücklich sei betont, daß es sich bei den vorliegenden Energiepfaden nicht um den Versuch handelt, wahrscheinliche Entwicklungslinien der Energiewirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland abzuschätzen. Vielmehr sollen sie denkbare alternative Veränderungen des Energiesystems im Sinne einer Definition geschlossener und konsistenter Rahmenbedingungen für Aufbaustrategien einer solaren Wasserstoffwirtschaft abbilden. Bei einer Bewertung der Ergebnisse ist auch zu berücksichtigen, daß die Energiepfade von vornherein schon mit Blick auf eine solare Wasserstoffenergiewirtschaft konstruiert worden sind. Dies heißt, daß energiewirtschaftliche Entwicklungen, unter denen der solare Wasserstoff mit großer Wahrscheinlichkeit keine Chancen hätte — z. B. unbegrenzte Nutzung fossiler und/oder nuklearer Energieträger —, aus der Untersuchung ausgeklammert bleiben.

1. Entwicklungspfade einer künftigen Energiewirtschaft

1.1 Randbedingungen und methodisches Vorgehen

Eine Untersuchung der Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft setzt Vorstellungen über die künftige Entwicklung des Energiesystems voraus, in das sie sich als neues, in langfristiger Sicht u.U. tragendes Element einfügen soll. Hierzu sind entsprechende Energieszenarien bzw. -pfade zu entwickeln. Dabei zeigt diese Untersuchung keine wahrscheinlichen Entwicklungslinien der Energiewirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland im allgemeinen, sondern definiert stattdessen weitgehend geschlossene und konsistente Rahmenbedingungen für Aufbaustrategien einer solaren Wasserstoffenergiewirtschaft. Zu diesem Zweck werden die Energieszenarien von vornherein so konstruiert, daß energiewirtschaftliche Entwicklungen, unter denen der solare Wasserstoff keine Realisierungschance hätte, aus der Untersuchung ausgeklammert bleiben. Deshalb wurden Wege einer unbegrenzten Nutzung der Kernenergie wie der fossilen Energieträger, die für den Einsatz solaren Wasserstoffs mit großer Wahrscheinlichkeit auch langfristig keinen Platz lassen würden, nicht betrachtet. Insoweit spiegeln die der weiteren Arbeit zu unterlegenden Szenarien grundsätzlich günstige Rahmenbedingungen für den Aufbau einer solaren Wasserstoffwirtschaft wider.

Zur leichteren Überschaubarkeit der Annahmen und Ergebnissen werden der Untersuchung lediglich zwei Energiepfade (Hauptpfad I und II) zugrunde gelegt, die eine ausreichend große Bandbreite denkbarer (nicht: wahrscheinlicher!) energiewirtschaftlicher Entwicklungslinien für das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland abbilden. Der Zeithorizont

der beiden Pfade reicht bis zum Jahre 2050. Dieser lange Zeitraum, der sich einer prognostischen Erfassung im Sinne von Wahrscheinlichkeitsaussagen ohnehin entzieht, wurde deshalb gewählt, weil anders dem nur langfristig vorstellbaren Aufbau einer breiten solaren Wasserstoffenergiewirtschaft nicht Rechnung getragen werden könnte.

Gemeinsame Randbedingung beider Pfade ist die auf der Weltkonferenz „The Changing Atmosphere" Ende Juni 1988 in Toronto ausgesprochene Empfehlung, die weltweiten CO_2-Emissionen zur Eindämmung des Treibhauseffektes bis zum Jahre 2005 um mindestens 20 % und bis zur Mitte des kommenden Jahrhunderts um mindestens 50 % zu reduzieren. Da dieses Ziel nur erreicht werden kann, wenn die Industrieländer einen überdurchschnittlichen Beitrag zur Emissionsreduktion leisten, wurde für diese Untersuchung bis 2005 eine Verminderung um 25 % und bis 2050 um 75 % unterstellt („Toronto-plus-Forderung"). Vereinfachend wird dieser Rückgang mit einer entsprechenden Veränderung des Verbrauchs aller fossilen Energieträger gleichgesetzt.

Im Hauptpfad I wird zusätzlich noch innerhalb des ersten Zeitabschnitts bis 2005 auf die weitere Nutzung der Kernenergie verzichtet, während in dem anderen Pfad über den gesamten Betrachtungszeitraum hinweg ein steigender Einsatz der Kernenergie zugelassen wird. Hier wird den unterschiedlichen Einschätzungen der Kommission hinsichtlich der Risiko- und Akzeptanzproblematik der Kernenergie Rechnung getragen.

Im übrigen wird für beide Hauptpfade die gleiche demographische und ökonomische Entwicklung zugrunde gelegt, so daß vorausgesetzt werden muß, daß damit auch ein nach Niveau und Struktur sehr unterschiedlicher Energieverbrauch vereinbar ist. Die zentralen Annahmen sind der Tab 1.1 zu entnehmen.

Tabelle 1.1

Gemeinsame Vorgaben und Eckdaten für die Hauptpfade I und II

	1988	2005	2025	2050
Bevölkerung (Mill.)	61,5	59,9	54,0	45,0
Haushalte (Mill.)	27,3	27,0	24,5	21,5
Wohnfläche (Mill. m^2)	2300	2640	2700	2400
PKW/K.-Bestand (Mill.)	28,9	32,9	31,3	27,0
Bruttowertschöpfung (1988 = 100)				
Insgesamt	100	150	189	226
– Verarb. Gewerbe	100	140	174	200
– Kleinverbraucher	100	156	198	241
– übrige Sektoren	100	150	187	223
Verbrauch fossiler Energieträger (Mill. t SKE)	334	255	170	80

Die Konstruktion der beiden Energiepfade folgt im Grundsatz dem systematischen Aufbau der Energiebilanzen. Das heißt, daß in einem ersten Schritt der Verbrauch in den Endenergiesektoren errechnet, sodann die Energieumsätze im sogenannten Umwandlungsbereich bestimmt und schließlich der Primärenergieverbrauch ermittelt werden. Methodisch wird für die einzelnen Endenergiesektoren das künftige Verbrauchsniveau jeweils getrennt für die Verwendungsbereiche Raumwärme/Warmwasser, Prozeßwärme sowie Licht und Kraft mit Hilfe einer Verknüpfung sog. Aktivitätsfaktoren auf der einen und sogenannten Einsparfaktoren auf der anderen Seite berechnet. Da die Aktivitätsfaktoren, die sich weitgehend aus der unterstellten ökonomischen und demographischen Veränderungen ableiten lassen, in beiden Pfaden annahmegemäß identisch sind, resultieren Unterschiede zwischen ihnen allein aus den divergierenden Einsparfaktoren (dazu vgl. Tab. 1.2).

Tabelle 1.2

Unterschiedliche Annahmen zu den Einsparfaktoren in den Energiepfaden (Auswahl; 1988 = 1,00)

	2005		2025		2050	
Hauptpfad	I	II	I	II	I	II
Haushalte/ Raumwärme	0,69	0,81	0,56	0,70	0,50	0,65
Haushalte/ Licht/Kraft	0,60	0,80	0,55	0,69	0,50	0,65
Verkehr/ nur Kraft	0,63	0,78	0,57	0,66	0,52	0,62
Industrie/ Prozeßwärme	0,48	0,64	0,38	0,49	0,30	0,41
Kleinverbr./ Raumwärme	0,46	0,68	0,42	0,49	0,35	0,44
Kleinverbr./ Licht/Kraft	0,77	0,88	0,69	0,79	0,61	0,72

Vor dem Hintergrund der in der hier nur kurz skizzierten Weise ermittelten Energiepfade wurden — in ihren Elementen durchaus divergierende — Aufbaustrategien einer solaren Wasserstoffenergiewirtschaft analysiert. Insgesamt wurden für die beiden Hauptpfade jeweils vier Varianten mit voneinander abweichenden Strukturen untersucht.

1.2 Eckdaten für die beiden Hauptpfade

Die beiden Energiepfade unterscheiden sich unter Berücksichtigung der genannten Vorgaben erheblich im Hinblick auf ihre Freiheitsgrade. Während im Hauptpfad I zwei Energieträger nur noch begrenzt (fossile Energieträger) oder gar nicht mehr (Kernenergie) zur Verfügung stehen, wird im Hauptpfad II der Verbrauch nur eines Energieträgers (fossil) limitiert. Im Pfad I ist daher der Zwang zur rationellen Energieverwendung sowie zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen wesentlich ausgeprägter als im Pfad II. Dies trifft für alle Varianten (A bis D) in

den beiden Hauptpfaden zu, da hierfür jeweils die gleichen Endenergieverbrauchsniveaus angenommen wurden. Soweit im folgenden quantitative Angaben gemacht werden, beziehen sich diese im wesentlichen auf die Variante A, welche in ihren Strukturen als weitgehend repräsentativ bezeichnet werden kann.

Hauptpfad I

Besonders kritisch erscheinen in diesem Energiepfad die Realisationsmöglichkeiten bis zum Jahre 2005. Bis dahin sieht man sich einer vorgegebenen angebotsseitigen Limitierung des Primärenergieverbrauchs in Höhe von etwa 2340 TWh/a oder knapp 290 Mill.t SKE/a gegenüber. Der heutige Primärenergieverbrauch (3170 TWh/a oder 390 Mill.t SKE/a) müßte also bis 2005 um gut ein Viertel reduziert werden. Bei dem bis dahin angenommenen Wirtschaftswachstum von 50% bedeutet dies eine Verminderung der gesamtwirtschaftlichen Energieintensität in gleicher Größenordnung bzw. um 4% im jährlichen Durchschnitt. Von 1973 bis 1988 ist sie dagegen lediglich um 1,7% pro Jahr gesunken, und nach der jüngsten Energieverbrauchsvorausschätzung /Prognos, 1990/ wird mit einem jährlichen Rückgang von 2,5% bis zum Jahr 2005 gerechnet.

Diese Reduktion ist innerhalb der vergleichsweise kurzen Zeitspanne bis 2005 nur dann zu erreichen, wenn es gelingt, den Endenergieverbrauch um beinahe ein Drittel zu verringern und dort insbesondere die fossilen Brennstoffe zu verdrängen, die angesichts des Auslaufens der Kernenergie im Rahmen der vorgegebenen Gesamtmenge für die Verstromung benötigt werden. Wie die differenzierte sektorale Analyse gezeigt hat, setzt eine Realisierung des Pfades I bis zum Jahre 2005 einen baldigen und grundlegenden Wandel in allen energiebezogenen Politikbereichen voraus. Ebenso wie im Gebäudebereich umfassende Wärmedämmprogramme auf den Weg gebracht werden müssen, so sind im Verkehrssektor Maßnahmen zur Veränderung des Modal Split und zur nachhaltigen Verbesserung der Energieeffizienz der Kraftfahrzeuge unabdingbar.

Zu den wichtigsten Ergebnissen für Hauptpfad I vgl. Tab. 1.3.

Tabelle 1.3

Die wichtigsten Ergebnisse für den Hauptpfad I (Variante A; Angaben in TWh/a)

	1988	2005	2025	2050
Endenergieverbrauch insgesamt	2063	1430	1341	1150
nach Sektoren				
– Industrie	623	438	433	400
– Kleinverbraucher	349	224	216	196
– Verkehr	541	386	333	264
– Haushalte	551	382	358	269
nach Verwendung				
– Raumwärme/Warmwasser	775	476	451	363
– Prozeßwärme	497	332	320	289
– Licht und Kraft	792	621	570	498
nach Energieträgern[1])				
– Kohlen	195	102	55	23
– Mineralölprodukte	1058	580	401	116
– Gase	437	287	235	141
– Strom	358	312	310	292
– Direkte reg. Wärme	15	148	220	251
Bruttostromerzeugung	431	368	357	324
– aus Kohlen	211	248	160	64
– aus Mineralöl	11	10	5	5
– aus Gasen	39	65	25	15
– aus Kernenergie	145	0	0	0
– aus erneuerbaren E.quellen	25	45	167	241
– Wasser	21	24	29	30
– Müll u.ä.	4	9	10	10
– Brennholz, Biogas	0	5	15	15
– Wind, dir.	0	7	30	30
– Photovoltaik, dir.	0	1	40	67
– PV über Speicher und H_2-Rückverstr.	0	0	42	89
Primärenergieverbrauch insgesamt	3170	2338	2119	1780
– Kohlen	864	770	461	173
– Mineralöl	1330	805	591	279
– Gase	515	498	329	199
– Kernenergie	382	0	0	0
– Erneuerbare Energien	79	265	737	1130
– direkte Nutzung	79	265	536	652
– GH_2-Elektrolyse[2])	0	0	145	266
– LH_2-Elektrolyse[2])	0	0	56	212

[1]) Einschließlich des zurechenbaren Brennstoffeinsatzes zur Fern- und Nahwärmeversorgung
[2]) Importe

Sofern sich die Veränderungen in Niveau und Struktur des Energieverbrauchs innerhalb des Zeitraumes von 1988 bis 2005 tatsächlich realisieren lassen — und anders lassen sich die getroffenen Vorgaben hinsichtlich der fossilen Energieträger und der

Kernenergie nicht erfüllen — dürfte die Entwicklung danach keine ähnlich gravierenden Probleme bei der Durchsetzung mit sich bringen.

Da bis 2005 bereits ein Großteil der Einsparpotentiale ausgeschöpft werden muß, wird sich in den Folgejahren der Spielraum für weitere Einsparerfolge verengen. Entsprechend dieser Hypothese wird in allen Sektoren und in allen Verwendungsbereichen für die Jahre von 2005 bis 2050 nur noch mit vergleichsweise geringen zusätzlichen Einsparungen gerechnet. Das Schwergewicht der Aktivitäten liegt im Hauptpfad I im kommenden Jahrhundert unter diesen Voraussetzungen vorrangig auf der Umstrukturierung des Energieeinsatzes. Dabei handelt es sich einerseits um das weitere Zurückdrängen der fossilen Energieträger, andererseits aber darum, den Einsatz erneuerbarer Energieträger generell voranzutreiben und speziell den solaren Wasserstoff auf dem Markt durchzusetzen.

Es wird angenommen, daß die direkte Nutzung erneuerbarer Energiequellen nicht nur zur Wärmebedarfsdeckung in den Endenergiesektoren (Raumwärme, Warmwasser und Prozeßwärme) und in der Fern- und Nahwärmewirtschaft (Biomasse, Müll) erheblich ausgeweitet werden kann, sondern auch bei der direkten Verstromung steigende Anteile übernimmt. Nach 2005 wird auch mit der Markteinführung solaren Wasserstoffs begonnen. Dabei steht zunächst dessen Einsatz als Substitut für Brenn- und Treibstoffe in den Endenergiesektoren im Vordergrund. Zur Stromerzeugung wird Wasserstoff nur soweit eingesetzt, als die direkte Nutzung erneuerbarer Energiequellen aufgrund ihres fluktuierenden Charakters eine nachfrageangepaßte Stromerzeugung nicht mehr gewährleisten kann.

Der gesamte Primärenergieverbrauch würde sich im Hauptpfad I in den Jahren von 2005 bis 2050 um insgesamt etwa ein Viertel oder um 0,6 % p.a. vermindern (von 1988 bis 2005 waren es demgegenüber pro Jahr immerhin noch 1,8 %). Die gesamtwirtschaftliche Energieintensität müßte sich in dieser Periode von 45 Jahren im jährlichen Mittel um 1,5 % reduzieren. Dabei wird sich die Struktur des Primärenergieverbrauchs nachhaltig verändern, und zwar zugunsten der erneuerbaren Energiequellen und des solaren Wasserstoffs. Der Anteil der direkt genutzten erneuerbaren Energiequellen am Primärenergieverbrauch steigt von 11 % (2005) über 25 % (2025) auf beinahe 37 % im Jahre 2050, und derjenige des solaren Wasserstoffs, der 2025 mit 10 % zum Primärenergieverbrauch beiträgt, nimmt bis 2050 auf reichlich ein Viertel zu. Mitte des kommenden Jahrhunderts würden erneuerbare Energieträger direkt und indirekt damit nahezu zwei Drittel des Primärenergieverbrauchs decken.

Hauptpfad II

Hinsichtlich des Verbrauchs fossiler Energieträger gelten im Hauptpfad II die gleichen Vorgaben wie im ersten Pfad. Dagegen soll die — auch steigende

- Nutzung der Kernenergie weiterhin möglich sein, und Stromimporte aus konventionellen Kraftwerken sollen die Angebotspalette ergänzen können.

Gleichzeitig sollen die erneuerbaren Energiequellen (direkt und indirekt) wachsende Versorgungsbeiträge übernehmen. Wegen der Limitierung nur eines Energieträgers ist im Hauptpfad II der Zwang zur möglichst rationellen Energieverwendung schwächer ausgeprägt als im Hauptpfad I.

Die energiewirtschaftliche Entwicklung im Hauptpfad II ist durch die in Tab. 1.4 zusammengefaßten Ergebnisse charakterisiert.

Unter den getroffenen Annahmen muß der Hauptpfad II stark stromorientiert angelegt sein. Der vorgegebene Rückgang des Verbrauchs fossiler Energieträger wird in diesem Pfad vor allem durch deren schnellere Verdrängung aus dem Verstromungssektor erreicht, da hier von Anfang an Kernenergie und Stromimporte sowie später in zunehmendem Umfang erneuerbare Energiequellen zur Verfügung stehen.

Dies bedeutet zugleich, daß fossile Brenn- und Treibstoffe in einem größeren Umfang als im ersten Pfad in den Endenergiesektoren eingesetzt werden können. Bei einer im übrigen ähnlich starken direkten und indirekten (H_2) Nutzung der erneuerbaren Energieträger wie im Pfad I geht der Endenergieverbrauch im Ergebnis langsamer zurück. Wegen der stärkeren Ausrichtung auf die elektrische Energie nimmt der Stromverbrauch auch absolut noch zu. Bei gleichen Aktivitätsfaktoren fallen die in den einzelnen Verwendungsbereichen innerhalb der Endenergiesektoren angenommenen Einsparfaktoren entsprechend niedriger aus.

Tabelle 1.4

Die wichtigsten Ergebnisse für den Hauptpfad II (Variante A; Angaben in TWh/a)

	1988	2005	2025	2050
Endenergieverbrauch insgesamt	2063	1858	1634	1456
nach Sektoren				
– Industrie	623	569	543	525
– Kleinverbraucher	349	298	254	243
– Verkehr	541	481	389	312
– Haushalte	551	509	448	377
nach Verwendung				
– Raumwärme/ Warmwasser	775	666	556	468
– Prozeßwärme	497	445	417	398
– Licht und Kraft	792	747	662	591
nach Energieträgern[1])				
– Kohlen	195	127	48	22
– Mineralölprodukte	1058	798	496	201

[1]) Einschließlich des zurechenbaren Brennstoffeinsatzes zur Fern- und Nahwärmeversorgung

	1988	2005	2025	2050
– Gase	437	431	361	220
– Strom	358	400	458	483
– Direkte reg. Wärme	15	94	201	234
Bruttostromverbrauch	432	470	534	543
Stromimporte (konvent.)	0	60	40	20
Bruttostromerzeugung	431	410	494	523
– aus Kohlen	211	135	71	0
– aus Mineralöl	11	5	3	1
– aus Gasen	39	26	23	7
– aus Kernenergie	145	204	293	338
– aus erneuerbaren E.quellen	25	40	104	176
– Wasser	21	24	29	30
– Müll u. ä.	4	8	10	10
– Brennholz, Biogas	0	3	10	15
– Wind, dir.	0	4	25	30
– Photovoltaik, dir.	0	1	30	81
– PV über Speicher und H_2-Rückverstr.	0	0	0	10
Primärenergieverbrauch insgesamt	3170	2938	2713	2436
– Kohlen	864	501	233	22
– Mineralöl	1330	1022	688	360
– Gase	515	551	462	268
– Kernenergie	382	518	715	797
– Erneuerbare Energien	79	196	521	943
– direkte Nutzung	79	196	455	647
– GH_2-Elektrolyse[2])	0	0	20	97
– LH_2-Elektrolyse[2])	0	0	45	199
– Stromimporte (konvent.)	0	150	94	46

[2]) Importe

Das ist vor allem für die Jahre bis 2005 von Bedeutung. Diese Periode ist im Hauptpfad II nicht annähernd so kritisch zu werten wie im Hauptpfad I. Der gesamte Endenergieverbrauch müßte lediglich um 10 % oder um 0,6 % p.a. gesenkt werden. In den Jahren von 2005 bis 2050 setzt sich die rückläufige Entwicklung des gesamten Endenergieverbrauchs mit einer mittleren Jahresrate von 0,5 % leicht abgeschwächt fort.

Innerhalb des gesamten Untersuchungszeitraumes wird sich die Struktur des Endenergieverbrauchs auch im Hautpfad II deutlich zugunsten der erneuerbaren Energiequellen und zum solaren Wasserstoff sowie hin zur elektrischen Energie verschieben. Der Anteil der direkt genutzten erneuerbaren Energiequellen am Endenergieverbrauch beträgt Mitte des kommenden Jahrhunderts rund 13 % und derjenige des solaren Wasserstoffs etwa 18 %. Dabei wird der solare Wasserstoff unter den Bedingungen der Variante A zu fast zwei Dritteln als Flüssigwasserstoff (LH_2) im Verkehr verwendet.

Im Unterschied zur Entwicklung im Hauptpfad I wird sich der Bruttostromverbrauch im Pfad II noch spürbar erhöhen, und zwar von heute gut 430 TWh/a über 470 TWh/a (2005) und etwas mehr als 530 TWh/a (2025) auf reichlich 540 TWh/a im Jahre 2050. Zur Deckung dieser Stromnachfrage stehen nur noch stark sinkende Mengen an fossilen Energieträgern zur Verfügung. Die Stromerzeugung in Kernkraftwerken müßte daher bis 2005 — trotz eines dann unterstellten Stromimports von immerhin rund 60 TWh/a — auf 204 TWh/a erhöht werden (1988: 145 TWh/a). Dafür wären bei Weiterbetrieb der vorhandenen Anlagen etwa 7 zusätzliche Kernkraftwerke mit einer Leistung von jeweils 1300 MW zu bauen. Bei einer inländischen Stromerzeugung auf Basis Kernenergie Mitte des kommenden Jahrhunderts in Höhe von knapp 340 TWh/a müßte unter Berücksichtigung auslastungsbedingter Restriktionen für die Fahrweise der Kernkraftwerke aufgrund des angenommenen umfassenden Einsatzes von Stromerzeugungssystemen auf Basis erneuerbarer Energiequellen im Inland sogar eine Kernkraftwerksleistung in Höhe von fast 85 GW installiert sein. Unter Einrechnung altersbedingter Stillegungen würde das bedeuten, daß innerhalb des gesamten Untersuchungszeitraumes fast 100 neue Kernkraftwerke mit einer Kapazität von insgesamt nahezu 130 GW errichtet werden müßten; in der ersten Hälfte des kommenden Jahrhunderts also pro Jahr zwei Kernkraftwerke.

Ungeachtet dieser äußerst expansiven Entwicklung bei der Kernenergie würden die erneuerbaren Energiequellen zunehmend zur Deckung der zugrundeliegenden Stromnachfrage herangezogen werden. Im Jahre 2050 würden sie mit knapp einem Drittel zur Bruttoerzeugung beitragen; davon könnte der größte Teil aus der direkten Verstromung der erneuerbaren Energiequellen herrühren, während der Beitrag des solaren Wasserstoffs bescheiden bliebe.

Insgesamt würde sich im Hauptpfad II der Primärenergieverbrauch bis 2005 von heute 3170 TWh/a bzw. rund 390 Mill.t SKE/a lediglich um 0,4 % im jährlichen Mittel auf knapp 2940 TWh/a bzw. gut 360 Mill.t SKE/a vermindern. Damit müßte die Energieintensität der Volkswirtschaft um beinahe 40 % sinken, d.h. im jährlichen Mittel um 2,8 %. Das wäre knapp ein Prozentpunkt mehr als im Zeitraum von 1973 bis 1988. Dies läßt erkennen, daß auch der Hauptpfad II nicht ohne energiepolitische Anstrengungen realisiert werden kann, wobei auch der Weg in Richtung einer verstärkten Nutzung der Kernenergie und der Einbeziehung erheblicher Stromimporte entsprechende, erst noch durchzusetzende politische Entscheidungen notwendig macht. Nach 2005 setzt sich der Rückgang des Primärenergiever-

brauchs im Hauptpfad II etwa in dem Tempo wie in der Periode von 1988 bis 2005 fort. Mitte des kommenden Jahrhunderts wird er etwa 2440 TWh/a bzw. rund 300 Mill.t SKE/a betragen; dieser Wert müßte im Hauptpfad I schon im Jahre 2005 unterschritten werden (vergl. Abb. 1.1).

Die Struktur des Primärenergieverbrauchs wird sich deutlich verschieben. Annahmegemäß wird die Kernenergie erheblich an Gewicht gewinnen; ihr Anteil am Primärenergieverbrauch steigt von heute 12% auf fast ein Drittel Mitte des kommenden Jahrhunderts. Noch kräftiger werden allerdings die erneuerbaren Energiequellen zulegen, deren Versorgungsbeitrag denjenigen der Kernenergie bis zum Ende des Untersuchungszeitraumes mit einem Anteil von beinahe zwei Fünftel sogar übertreffen wird. Dabei werden die direkt genutzten erneuerbaren Energiequellen mit fast 27% und der solare Wasserstoff mit 12% am Primärenergieverbrauch beteiligt sein.

1.3 Dezentrale Nutzung erneuerbarer Energiequellen

Die Möglichkeiten der direkten Nutzung erneuerbarer Energiequellen für die Wärmeerzeugung mittels Kollektoren, Wärmepumpen und der Verwertung von Abfallbiomassen und Müll sind als eigenständiges Element einer sich in Richtung Solarenergienutzung entwickelnden Energieversorgung anzusehen. Das gilt in gleicher Weise für die dezentrale, netzgekoppelte Stromerzeugung auf der Basis inländischer erneuerbarer Energiequellen wie Wasserkraft, Biomasse, Windenergie und kleinere Photovoltaikanlagen auf Dächern, an Fassaden u. ä. Es ist unwahrscheinlich — und sowohl technisch wie ökonomisch wenig sinnvoll —, daß Wasserstoff in diesen Bereichen in energiewirtschaftlich relevanten Mengen eingesetzt wird, bevor diese lokalen Potentiale der Direktnutzung erneuerbarer Energien in größerem Maße erschlossen sind.

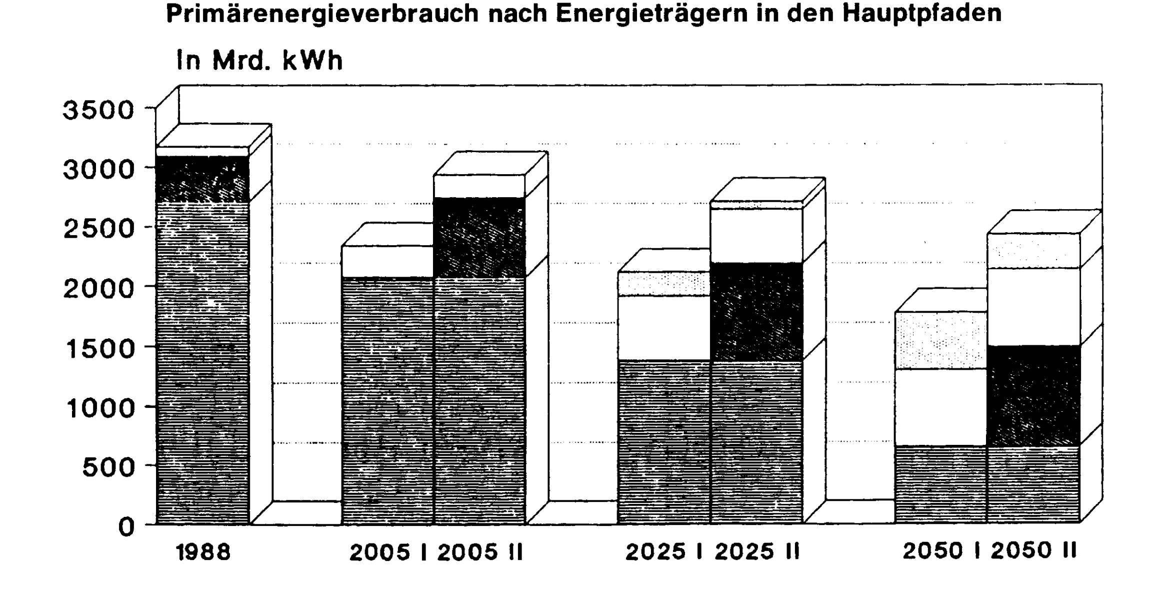
Für diese beiden Bereiche wurden deshalb eigenständige Teilszenarien entwickelt und konsistent in die Hauptpfade I und II eingebettet. Dabei wurde von einer größtenteils zeitlich vor der Einführung von Wasserstoff angenommenen Ausschöpfung der vorgegebenen Potentiale ausgegangen. Im einzelnen wurde von folgenden technischen Potentialen der dezentralen Nutzung erneuerbarer Energiequellen in der Bundesrepublik ausgegangen:

— Solarthermische Kollektoren: (darunter solare Nahwärme):	125 TWh(th)/a 2 TWh(th)/a)
— Wärmepumpen:	31 TWh(th)/a
— Biomasse- und Müllverwertung:	95 TWh(th)/a 25 TWh(el)/a
— Wasserkraft:	30 TWh(el)/a
— Windenergie:	30 TWh(el)/a
— Photovoltaik (nur Dächer und Fassaden):	50 TWh(el)/a

Das als technisch verwirklichbar angesehene Potential der „dezentralen" Nutzung läßt sich damit zu insgesamt rund 250 $TWh_{(th)}$/a Wärme (Endenergieäquivalent) sowie 135 $TWh_{(el)}$/a Elektrizität (Bruttoerzeugung) ermitteln. Der gegenwärtige Nutzungsanteil beträgt davon knapp 10% (entsprechend knapp 2% des gesamten gegenwärtigen Endenergiever-

Abbildung 1.1

Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in den Hauptpfaden



[1]) Einschl. Stromimport
[2]) Für Strom und Wärme

brauchs von 2063 TWh/a), wozu Wasserkraft und Brennholz die weitaus größten Beiträge liefern. Die „neuen solaren Technologien" sind energiewirtschaftlich bisher noch unbedeutend.

Die Szenariovorgaben verlangen eine relativ rasche Ausschöpfung dieser Potentiale. Im Hauptpfad I werden sie bereits im Jahre 2005 etwa zur Hälfte ausgeschöpft. Mit einer Quote von reichlich 90% ist dieser Vorgang im Jahre 2025 nahezu abgeschlossen. Im Hauptpfad II liegt dagegen der Ausschöpfungsgrad im Jahre 2005 erst bei rund 35% und zwanzig Jahre später bei knapp 80%.

Alle dezentralen Erzeugungsanlagen auf Basis heimischer erneuerbarer Energiequellen haben — nach heutigen Maßstäben — kleine Einheitsleistungen zwischen 2 kW_{th} und maximal 100 MW_{th} bzw. 1 kW_{el} bis mehrere 10 MW_{el}. Daraus resultiert eine große Anzahl individueller Energiewandlungsanlagen und individueller Investitionsentscheidungen. Bei der Photovoltaik entspricht allein die dezentrale Installation auf Dächern, an Fassaden, Schallschutzmauern u. ä. einer Nennleistung von rd. 48000 MW_{el} (bzw. rd. 330 km^2 Modulfläche). Nach kompletter Ausschöpfung des technischen Potentials bedeutet dies bei einer 30jährigen Nutzungsdauer ein jährliches Marktvolumen allein für den Ersatz alter Anlagen von 1600 MW/a (derzeitiges Weltmarktvolumen: 30—50 MW/a). Ein derartiger, schon frühzeitig zu entwickelnder Markt für dezentrale Anlagen schafft daher auch die Voraussetzungen für die spätere Erstellung großflächiger Photovoltaikanlagen im In- und Ausland.

Wesentlich für die künftige Bedeutung von Wasserstoff ist, daß der Anteil der sog. nichtfluktuierenden regenerativen Elektrizität, also derjenigen aus Wasserkraft und Biomasse, in der Bundesrepublik Deutschland auf maximal etwa 55 TWh/a begrenzt ist. Das entspricht etwas mehr als dem Doppelten der gegenwärtigen Erzeugung. Alle darüber hinaus gewinnbare Elektrizität auf Basis von Photovoltaikanlagen und Windkraftwerken hat fluktuierenden Charakter und unterliegt bestimmten Einschränkungen bei ihrer Einspeisung in Verbundnetze. Es zeigt sich, daß das technische Potential von max. 80 TWh/a dezentral erzeugter fluktuierender Elektrizität in etwa auch die Grenze der direkt einspeisbaren Elektrizitätsmenge in das Verbundnetz der BRD darstellt ohne daß Überschuß bei hohem solaren Energieangebot entsteht. Will man weitere Energiemengen auf Basis erneuerbarer Energiequellen bereitstellen, so muß dafür auf Elektrizitätsspeicher oder ein speicherbares Medium zurückgegriffen werden.

1.4 Varianten einer solaren Wasserstoffwirtschaft

Die Bereitstellung einer bestimmten Energiedienstleistung nach Art und Menge kann mit unterschiedlichen Varianten der zur Diskussion stehenden regenerativen Energiesysteme erfüllt werden. Insbesondere kann die Bedeutung des solaren Wasserstoffs und die Art seiner Verwendung innerhalb des jeweiligen Hauptpfades starke Unterschiede aufweisen.

Es wurden daher mit Hilfe einiger aussagekräftiger Aufbauvarianten innerhalb der beiden Hauptpfade die Gestaltungsmöglichkeiten einer regenerativen Energieversorgung mit unterschiedlich starker Beteiligung von Wasserstoff ausgelotet, um die technisch und strukturell plausible Bandbreite einer möglichen solaren Wasserstoffwirtschaft zu erfassen, und um sich der aus heutiger Sicht zweckmäßigsten Kombination konventioneller und regenerativer Energiesysteme anzunähern. Die Aufbauvarianten stellen ein wichtiges Instrument dar, um der grundlegenden Ungewißheit langfristiger Entwicklungsstrategien Rechnung zu tragen.

Die Konzeption der Aufbauvarianten richtet sich nach der Entwicklungslogik einer solaren Wasserstoffwirtschaft. Diese ist eingebunden in Art und Höhe der Erschließung erneuerbarer Energiequellen insgesamt und folgt drei Grundsätzen:

— Unmittelbar nutzbare Sekundärenergieformen regenerativer Energiequellen sind Wärme und Elektrizität. Mit ihnen sind prinzipiell alle Energiedienstleistungen erfüllbar. Aus energetischen und ökonomischen Gründen ist daher ihre direkte Nutzung im allgemeinen weiteren Umwandlungsschritten vorzuziehen.

— Die direkte Nutzung von Wärme und Elektrizität kann grundsätzlich (z.B. Luftverkehr) oder mengenmäßig begrenzt sein. Sollen darüber hinaus erneuerbare Energiequellen genutzt werden, muß die angebotene Energie gespeichert bzw. umgewandelt und gespeichert werden. Der erhöhte Gebrauchswert des lagerfähigen, transportierbaren und auch im mobilen Bereich einsetzbaren Sekundärenergieträgers Wasserstoff rechtfertigt dann die zusätzlichen Aufwendungen eines weiteren Umwandlungsschrittes.

— Der Einsatz von Wasserstoff setzt aus technischen, strukturellen und ökonomischen Gründen die Erschließung anderer Nutzungsformen erneuerbarer Energiequellen und ihre möglichst weitgehende Ausschöpfung voraus. Der Aufbau einer solaren Wasserstoffwirtschaft ist keine Strategie in Konkurrenz zur Erschließung anderer regenerativer Energietechniken, sondern stellt eine mögliche Ausweitung der solaren Energienutzung dar.

Für alle Varianten gelten die demographischen und ökonomischen Leitdaten sowie die Vorgaben für den Verbrauch fossiler Energieträger und für die Nutzung der Kernenergie je nach Hauptpfad gleichermaßen. Annahmegemäß ist auch das Niveau des Endenergieverbrauchs in seiner sektoralen und verwendungsspezifischen Verteilung in allen Varianten identisch.

Differenzen zwischen den vier untersuchten Varianten resultieren ausschließlich aus abweichenden Annahmen über die Struktur der direkten oder indirekten (gasförmiger oder flüssiger solarer Wasserstoff) Nutzung erneuerbarer Energiequellen. Sie unterscheiden sich im einzelnen wie folgt:

— Variante A: Begrenzung der inländischen solaren Stromerzeugung. Dadurch entsprechende Betonung der ausländischen solaren Stromerzeugung

an verschiedenen Standorten. Ausschließlich Import von gasförmigem und flüssigem Wasserstoff; keine Wasserstoffproduktion im Inland. Wasserstoff wird zur Stützung der Stromerzeugung eingesetzt (nur Hauptpfad I), wobei eine teilweise Abwärmenutzung vorgesehen ist (indirekte Speicherung). Gleichzeitig wird elektrische Energie direkt mit Hilfe von Pumpspeichern und Batterien gespeichert.

— Variante B: Starke Betonung der inländischen solaren Stromerzeugung vor allem mittels größerer Photovoltaikanlagen. Damit hoher Anteil fluktuierender Elektrizität, welcher anteilig in Wasserstoff umgewandelt wird. Entsprechend reduziert sich der Anteil importierten Wasserstoffs.

— Variante C: Bei gleichem inländischen Stromaufkommen wie in Variante B wird ein beträchtlicher Teil des solaren Stroms direkt importiert, so daß weniger Strom im Inland erzeugt wird und der Wasserstoffimport sich ebenfalls gegenüber Variante A verringert. Die übrige Struktur entspricht weitgehend Variante B.

— Variante D: Die gasförmige Verwendung von Wasserstoff wird stark betont gegenüber dem Einsatz von Flüssigwasserstoff. Damit wird der Wärmemarkt bedient, während bedeutende Anteile der fossilen Energieträger für den Verkehrssektor reserviert bleiben. Der hohe Energieaufwand für Verflüssigung und Verteilung von LH wird dadurch reduziert. In der übrigen Struktur ist diese Variante mit Variante A identisch.

Variante A kann wegen des Auftretens aller Komponenten und ihrer Kombinationen (außer Stromimport auf Solarbasis) als Referenzvariante aufgefaßt werden. Die Varianten B, C und D stellen dagegen eher Extremfälle hinsichtlich inländischer solarer Stromerzeugung (B), direkten Imports solaren Stroms (C) und Verzicht auf LH (D) dar.

Signifikante Differenzierungsmöglichkeiten im Hinblick auf solaren Wasserstoff ergeben sich erst deutlich nach 2005. Die Hauptpfade werden daher erst nach diesem Zeitpunkt in die Varianten A bis D aufgespalten. Die wichtigsten Eckdaten der Varianten für die Jahre 2025 und 2050 sind in Kap. 3 zusammengestellt.

2. Technologien einer solaren Wasserstoffwirtschaft

2.1 Generelle Angaben zu den Schlüsseltechnologien

Als Basis für die Beschreibung einer solaren Wasserstoffenergiewirtschaft, die über die Nutzung erneuerbarer Energien im dezentralen, lokalen Bereich hinausgeht, dienen eine Reihe von Schlüsseltechnologien, die aus heutiger Sicht für Aufbau und Betrieb einer derartigen Energiewirtschaft erforderlich sind oder eine wichtige Rolle spielen können. Sie umfassen:

— Stromerzeugungsanlagen auf der Basis von Strahlungs- und Windenergie in der Bundesrepublik Deutschland, Südeuropa, Nordafrika sowie von Wasserkraft weltweit (Beispiel: Kanada)

— Wasserstoffproduktionsanlagen, wie Elektrolysen und Verflüssiger

— Speicher- und Transportsysteme für Elektrizität

— Speicher- und Transportsysteme für gasförmigen und flüssigen Wasserstoff

— Anlagen zur Wasserstoffwandlung (Verstromung und Wärme-Kraft-Kopplung)

— Neuartige Nutzungstechniken für Elektrizität und Wasserstoff

Die Ermittlung wesentlich technischer, ökonomischer und umweltrelevanter Kenndaten, vor allem der neuen solaren Technologien, ist wegen ihres dynamischen Entwicklungscharakters mit unvermeidbaren Unsicherheiten behaftet. Ihre Festlegung verlangt sowohl die Berücksichtigung wissenschaftlich-technischer Fortschritte als auch der Einflüsse einer angenommenen industriellen Serienfabrikation der Komponenten und Anlagen, welche sich in Form von Lerneffekten („Lernkurven") auf die spezifischen Investitionskosten auswirken und von erheblicher Bedeutung sind.

Um zu einer möglichst einheitlichen Einschätzung der technischen und ökonomischen Basisdaten zu gelangen, wurde von einer identischen Charakterisierung der Einzelangaben bei allen Technologien ausgegangen.

„Heute": Stand der Technik; gegenwärtige Kosten

„2005": Aus heutiger Sicht relativ sicher erreichbare Werte (technisch und wirtschaftlich) unter der Annahme einer stetigen Weiterentwicklung bis zum Zeitpunkt des energiewirtschaftlich bedeutsamen „Eintritts" in den Markt.

„2025": Vermutlich längerfristig erreichbare Werte, wenn die Technologie in größerem Umfang eingesetzt wird, technologisch ausgereift ist und die Serienproduktion etabliert ist.

„2050": Vermutlich erreichbare Grenzwerte für technische Großanlagen bei etablierter Großserienfertigung und unterstelltem weiteren autonomen Fortschritt; dabei gegenseitige Abwägung von möglichen Wirkungsgradsteigerungen und vermuteten Kostensenkungen.

Insgesamt kann die Einschätzung — im Sinne der angenommenen generell günstigen Ausgangsbedingungen für eine solare Wasserstoffwirtschaft im Rahmen dieser Untersuchung — als „verhalten optimistisch" hinsichtlich der Angaben zu den „neuen" Technologien für 2025 und 2050 bezeichnet werden.

Für Technologien, die heute bereits großtechnisch eingesetzt werden, wie Gaspipelines, Stromübertragung mittels Hochspannungsgleichstrom (HGÜ), Gasturbinen, Kompressoren, Pumpspeichern, Verteilungssystemen für Gas und Elektrizität werden aus-

Tabelle 2.1

Liste der Schlüsseltechnologien und Spannweite zweier typischer technischer Kenngrößen

Schlüsseltechnologie (Referenzsystem)	Typische Einheitsgröße (MW_e, MW_{th}, MW, H_2)[1]		Mittlerer Jahresnutzungsgrad %	
	heute	2050	heute	2050
A. Stromerzeugung				
1. PV-denzentrale Anlagen, BRD	10^{-3}	10^{-3}–1	9	15
2. PV-zentrale Anlagen, BRD		1–10, (100)	9[2])	15[2])
3. PV-zentral, SPA	0,3–6	175	7	14
4. PV-zentral, NA		175	7	13
5. Solarthermische Anlagen – Rinne, SPA	30	300	8,3	14
6. – Rinne, NA	30	300	10	15
7. – Turm, SPA	10	200	7,8	17
8. – Turm, NA	10	200	11,1	19
9. Windkraftanlagen – mittlere WEK, BRD	0,25	0,50	22	24
10. – große WEK, BRD	3	5	22	24
11. – große WEK, SPA	3	5	22	24
12. Wasserkraft Kanada	100	100	90	90
B. Wasserstoffbereitstellung				
13. Elektrolyse	100	100	62	80
14. Verflüssigung	70	70	80	83/90
C. Speicherung u. Transport von Elektrizität				
15. Hochspannungsgleichstrom-Übertragung, SPA	2 000	2 000	88	88
16. Hochspannungsgleichstrom-Übertragung, NA	6 000	6 000	84	86
17. Bleibatterie	15	1 000	70	76
18. Na-S-Batterie	–	1 000	78	87
19. Pumpspeicher	bis 1 000	1 000	75	75
20. Supraleitung	8×10^{-3}	10 000	–	93
D. Speicherung u. Transport von Wasserstoff				
21. Pipeline, SPA	12 500	37 500	90–92	90–92
22. Pipeline, NA	12 500	37 500	88–89	88–89
23. Untertagespeicher	150 000	450 000	97	97
24. LH_2-Transportsystem	70	300	86	92
25. LH_2-Infrastruktur	70	70	69	85
E. Strom (u. Wärme-) erzeugung aus H_2				
26. BHKW	0,5	1,0	30 (80)[3])	36 (85)
27. Gasturbine	100	200	30	35
28. G. u. D.-Anlage	100	200	42 (80)	52 (85)
29. Brennstoffzelle	1	100 (1 000)	45 (80)	60 (85)

[1]) bei Batterien und Untertagespeichern in MWh_e, H_2

[2]) für a-Si 4 % bzw. 8 %

[3]) Klammerwerte: Gesamtnutzungsgrad bei Wärme-Kraft-Kopplung **ohne** Nutzungstechnologien LH_2-Flugzeug, H_2-Auto, Elektroauto

schließlich gegenwärtige oder lediglich geringfügig veränderte Angaben benutzt (z.B. gleichbleibende reale Kosten).

Aus einer Bandbreite unterschiedlicher technologischer Entwicklungslinien wurde für jede Technik ein charakteristisches Referenzsystem ausgewählt und ausschließlich dieses für die Gestaltung der zukünftigen Energiesysteme benutzt. In Tab. 2.1 sind diese Referenzsysteme aufgelistet und durch zwei typische technische Kenngrößen beschrieben — der Nennleistung der selbständigen Einheiten und dem mittleren Jahresnutzungsgrad. Die Spannweite zwischen „heute" und „2050" ist ein Hinweis auf das technologische Potential der betreffenden Schlüsseltechnologie aber auch auf die noch zu leistende Entwicklungsarbeit.

Ausgeprägt sind die Spannweiten bei den solaren Erzeugungssystemen Photovoltaik und Solarturmkraftwerke, bei Elektrolysen, Batterien und Brennstoffzellen. Im wesentlichen unkritische Technologien sind alle Gastransport- und -speichersysteme, die Elektrizitätsübertragung und Teilsysteme der Flüssigwasserstofftechnologie.

In allen Fällen werden jedoch für einen energiewirtschaftlich relevanten Einsatz im Rahmen einer solaren Wasserstoffwirtschaft wesentlich größere Stückzahlen der hier definierten Einheiten erforderlich. Neben der entwicklungstechnischen Komponente für die genannten „neuen" Technologien bedarf daher für alle Technologien die fertigungstechnische (auch hinsichtlich der Umweltbeeinflussung) und die industriepolitische Komponente der Berücksichtigung und Bewertung. Die erforderlichen Stückzahlen ergeben sich aus den in den Szenarien der Hauptpfade festgelegten Deckungsbeiträgen der einzelnen Referenzsysteme.

2.2 Investitions- und Betriebskosten

Für alle Schlüsseltechnologien wurden die gegenwärtigen Investitions- und Betriebskosten ermittelt und Annahmen über ihren zukünftigen Verlauf getroffen (Tab. 2.2). Die zahlreichen Einzelannahmen, die sich an o.g. Einschätzung orientieren, sind im Materialband II dokumentiert. Eine verläßliche Kostenermittlung für zukünftige solare Anlagen und ihrer betriebswirtschaftlichen Rentabilität werden durch zwei Umstände erheblich erschwert:

— Es gibt nur ansatzweise Märkte für viele dieser Technologien und daher auch kaum „Marktpreise". In den meisten Fällen existieren nur Demonstrationsanlagen oder kleine Serien, für die eine Kostenermittlung unsicher und meist mit einer größeren Bandbreite versehen ist.

— Selbst wenn heutige Kosten einigermaßen zuverlässig ermittelt werden können, so sind sie nicht repräsentativ für zukünftige Kosten. „Neue" Technologien haben erfahrungsgemäß Kostensenkungspotentiale infolge technischer Weiterentwicklung und Erfahrungsgewinn im praktischen Einsatz. Diese Potentiale lassen sich aber nur über längere Zeiträume und in Rückkopplung mit Markterfolgen erschließen, da erst größere Stückzahlen Rationalisierungsmöglichkeiten bei Fertigung, Vertrieb und Installation eröffnen. Bei den gegenwärtigen kleinen Stückzahlen und nicht optimalen Fabrikationsstätten ist man daher von einer Untergrenze der Herstellungskosten in vielen Fällen noch deutlich entfernt.

Folgerichtig sind die hier zur Kostendarstellung benutzten Zeitpunkte („2005", „2025") nicht als festliegender Zeitabschnitt aufzufassen. Unterstellt ist vielmehr — entsprechend der im Kap. 1 beschriebenen Szenarioentwicklung — eine intensive, politische, wirtschaftliche und gesellschaftlich unterstützte Entwicklung, damit in den genannten Zeitabschnitten die Voraussetzungen für die vermutete Kostendegression (insbesondere größere Stückzahlen) und damit einhergehend für die technologischen Verbesserungen geschaffen werden. Demzufolge ist es nicht verwunderlich, daß es bei einer Experten-Anhörung im November 1989 zu Einschätzungsunterschieden hinsichtlich zukünftig erreichbarer Investitionskosten kam, wovon insbesondere die mögliche Kostenentwicklung der Photovoltaik betroffen war. Allerdings wurden sowohl günstigere als auch weniger günstige Einschätzungen abgegeben, so daß die hier dargestellte Referenzentwicklung als repräsentativ gelten kann. Übereinstimmung wurde bei der Anhörung erzielt, daß in jedem Fall große Fertigungsraten und Zubauraten sichergestellt sein müssen, wenn die angenommenen Kostendegressionen, insbesondere bei der Photovoltaik, eintreten sollen.

Bei den Stromerzeugungstechnologien bewegen sich die erwarteten Kostendegressionsfaktoren im Betrachtungszeitraum zwischen 1,3 (Parabolrinnenkraftwerke) und 9,1 (Photovoltaik), bei Batterien und Brennstoffzellen um den Faktor 3 bis 5 und bei Elektrolysen um den Faktor 2 gegenüber den gegenwärtigen Investitionskosten. Drückt man die angenommenen Kostendegressionen als Funktion der Produktionsmengen aus, so erhält man „Lernkurven". In zahlreichen Untersuchungen zu diesem Zusammenhang wurden für industrielle Produkte „Lernraten" zwischen 65 und 95% ermittelt. Dies bedeutet, daß bei jeder Verdopplung der Produktion die spezifischen Investitionskosten auf 65 bis 95% des Wertes vor der Verdopplung gesenkt werden konnten. Die für die Schlüsseltechnologien geforderten Lernraten liegen alle in diesem Bereich, für die Photovoltaik im Zeitraum 1990 bis 2005 z.B. bei 85%. Wenn also — und das ist die entscheidende Voraussetzung — die in den Aufbaustrategien angegebenen Mengen zu den jeweiligen Kosten abgesetzt werden können, stellt die erwartete Kostenreduktion keine außergewöhnliche industrielle Entwicklung dar.

2.3 Stromgestehungskosten

Ausgangspunkt der Energiekostenermittlung für komplette Energieflußketten und Aufbauvarianten[1])

[1]) Eine „Energieflußkette" stellt eine Kombination von Schlüsseltechnologien vom Erzeugungsort der solaren Elektrizität bis zur Endenergiebereitstellung dar (z.B. Kraftwerke in NA-Elektrolyse-Untertagespeicher-Pipeline-Gasverteilung). Die „Aufbauvarianten" werden aus Energieflußketten aufgebaut.

Tabelle 2.2

Spezifische Investitionskosten sowie Wartungs- und Betriebskosten der Schlüsseltechnologien

Schlüsseltechnologie (Referenzsystem)	spezifische Investitionskosten 10^3 DM/kW[1])		Betriebs- und Wartungskosten DM/kW, a	
	heute	2050	heute	2050
A. Stromerzeugung				
1. PV-denzentrale Anlagen, BRD	20	2,80	600	49
2. PV-zentrale Anlagen, BRD	20	2,75	600	41
3. PV-zentral, SPA	25	2,75	750	41
4. PV-zentral, NA	25	2,75	750	41
5. Solarthermische Anlagen – Rinne, SPA	7,16	5,57	250	111
6. – Rinne, NA	6,37	4,86	222	97
7. – Turm, SPA	12,80	5,18	448	109
8. – Turm, NA	9,30	4,16	326	83
9. Windkraftanlagen – mittlere WEK, BRD	2,5	1,8	63	27
10. – große WEK, BRD	6,0	2,5	90	25
11. – große WEK, SPA	6,0	2,5	90	25
12. Wasserkraft Kanada				
B. Wasserstoffbereitstellung				
13. Elektrolyse	1,3	0,6/1,1	97	65
14. Verflüssigung	1,03	0,9/1,0	293	128
C. Speicherung u. Transport von Elektrizität				
15. Hochspannungsgleichstrom-Übertragung, SPA	0,93	0,93	2,95	2,95
16. Hochspannungsgleichstrom-Übertragung, NA	1,92	1,37	6,13	4,33
17. Bleibatterie	1,0	0,4	110	70
18. Na-S-Batterie	0,9	0,31	4 000	100
19. Pumpspeicher	0,33	0,33	1,2	1,2
20. Supraleitung	(600)	0,5	–	25
D. Speicherung u. Transport von Wasserstoff				
21. Pipeline, SPA	0,46	0,33	6,8	5,0
22. Pipeline, NA	0,90	0,63	13,5	9,4
23. Untertagespeicher	0,005	0,005	0,08	0,08
24. LH_2-Transportsystem	3,66	2,83	52	28
25. LH_2-Infrastruktur	1,04	0,99	225	211
E. Strom (u. Wärme-) erzeugung aus H_2				
26. BHKW	2,0	1,5	100	75
27. Gasturbine	0,6	0,5	18	15
28. G. u. D.-Anlage	1,1	1,0	44	40
29. Brennstoffzelle	5,0	1,0	250	50

[1]) bei Batterien und Untertagespeichern in DM/kwh$_{e, H_2}$
ohne Nutzungstechnologien LH_2-Flugzeug, H_2-Auto, Elektroauto;
bei solarthermischen Anlagen in 2050 einschließlich thermischem Speicher (5 bzw. 9 h)

(Kap. 4) sind die Einzelkosten der Schlüsseltechnologien. Nur für die Stromerzeugungstechnologien lassen sie sich explizit angeben (Tab. 2.3), alle anderen Einzelkosten sind wiederum von den Eingangskosten der Energie (also den Energiekosten der vorgeschalteten Technologien) abhängig. Die Gesamtkosten der solaren Elektrizität werden inflationsbereinigt bezogen auf das Basisjahr 1988 ermittelt. Zur Berechnung wird die erwartete wirtschaftliche Nutzungsdauer (meist 20—30 Jahre) und ein realer Zinssatz von 4 %/a zugrunde gelegt („volkswirtschaftliche" Kostenermittlung[1]). Für betriebswirtschaftliche Betrachtungen (z.B. Investitionsverhalten privater Betreiber) werden Kosten auf der Basis eines nominalen Zinssatzes von 8 %/a und einer Abschreibungsdauer in Höhe der halben wirtschaftlichen Nutzungsdauer bestimmt.

Windanlagen können nach Erreichen der angenommenen Produktionsraten im Jahr 2005 Strom zu etwa 0,09—0,12 DM/kWh_e (4 % Zins) bzw. 0,15—0,21 DM (8 % Zins) bereitstellen, Photovoltaikanlagen im Inland zu 0,32 bzw. 0,55 DM/kWh_e (vgl. Tab. 2.3). Für Windanlagen ist damit das Kostensenkungspotential weitgehend ausgeschöpft, während Photovoltaikanlagen im Inland bis 2025 auf 0,22 bzw. 0,38 DM/kWh_e und bis 2050 — die entsprechende Produktionsausweitung vorausgesetzt — auf 0,20 bzw. 0,75 DM/ kWh_e gelangen können.

Der Stromferntransport (mit bereits heute verfügbarer Technologie [Hochspannungsgleichstromübertragung]) verteuert importierten Strom um rund 0,04 DM/kWh_e (4 % Zins) bzw. 0,07 DM/kWh_e (8 % Zins). In Südeuropa bzw. Nordafrika erzeugter solarer Strom kostet daher frei Grenze BRD im Jahr 2025 rund 0,16 DM/kWh_e bzw. 0,27 DM/kWh_e und im Jahr 2050 rund 0,15 DM/kWh_e bzw. 0,25 DM/kWh_e, kann also kostengünstiger sein als im Inland erzeugter Photovoltaikstrom.

2.4 Wasserstoffgestehungskosten

Die Kosten unmittelbar aus Solar- und Windenergie sowie Wasserkraft erzeugten gasförmigen und flüssigen Wasserstoffs zeigen die Tab. 2.4 und 2.5[2]). Sie werden mit den Kosten von Heizöl (Tab. 2.4) bzw. Benzin (Tab. 2.5) verglichen, also denjenigen Energieträgern, die Wasserstoff ersetzen könnten.

Für die Erzeugung größerer Mengen gasförmigen Wasserstoffs ist lediglich die Solarstrahlung von Bedeutung, da die Windenergie weitgehend direkt in das Stromnetz eingekoppelt wird und Wasserkraft, sofern Leitungen verlegt werden können, ebenfalls günstiger direkt als Elektrizität genutzt würde. Wasserstoffkosten sind im Jahr 2005 noch deutlich von bereits angehobenen Energiepreisen entfernt (0,35 DM/kWh_{th}) und gelangen erst um das Jahr 2025 — bei konsequenter Durchführung einer CO_2-Reduktionsstrategie — in den Bereich dann denkbarer Energiepreise (etwa 0,20 DM/kWh_{th} entsprechend 2 DM/l Heizöl; vgl. Kap. 7, Handlungsempfehlungen).

Flüssiger Wasserstoff aus Solarstrahlung ist auch längerfristig sehr teuer. Dementsprechend ist er im Rahmen des Untersuchungszeitraums nur in Verbindung mit sehr kostengünstigen Energiequellen, also mit großen Wasserkraftpotentialen von Interesse, falls diese nur per Überseetransport oder interkontinental erschlossen werden können. Dann ist nämlich eine Verflüssigung des Wasserstoffs aus Transportgründen ohnehin erforderlich. Wird, beispielhaft, von Stromkosten aus Wasserkraft von 0,04 DM/kWh_e ausgegangen, so könnte flüssiger Wasserstoff aus Wasserkraft im Jahr 2005 mit rund 2 DM/l (Benzinäquivalent) frei Hafen BRD zur Verfügung stehen. Dabei treten noch relativ hohe Verteilungsverluste (ca. 1 DM/l im Jahr 2005) auf, die im wesentlichen von den hohen Abdampfverlusten herrühren.

Für eine Rechnung mit nominalem Zins von 8 % gelten etwa dieselben Relationen wie bei der Stromerzeugung. Weitere Kostenangaben zu kompletten Energieflußketten und den jeweiligen Gesamtsystemen der Aufbaustrategien sind in Kap. 4 zu finden.

2.5 Umweltrelevante Gesichtspunkte zu den Schlüsseltechnologien

Ein wesentlicher umweltrelevanter Parameter ist der Flächenbedarf solarer Anlagen (Abb. 2.1). Am günstigsten sind einstrahlungsreiche Gebiete, in denen gleichzeitig wegen des steileren Einfallswinkels der Strahlung höhere Flächennutzungsfaktoren (= Verhältnis Sammler-/Landfläche) möglich sind. Die angenommenen Wirkungsgradsteigerungen reduzieren den Flächenbedarf ebenfalls. Im Landbedarf sind photovoltaische und solarthermische Kraftwerke vergleichbar, thermische Kraftwerke benötigen jedoch weniger Sammlerfläche (= Spiegel). Der Flächenbedarf für Windanlagen bedarf einer differenzierteren Betrachtung. Als Mindestbedarf an Landfläche kann die Sicherheitszone um die Anlage (gleich der Rotorfläche) definiert werden. Der spezifische Landbedarf beträgt dann lediglich 0,60—0,90 km^2/Mrd kWh jährliche Energieerzeugung (Abb. 2.1). Wird bei Windparks das Land zwischen den Anlagen einbezogen, so beträgt der „Landbedarf" rund 65—100 km^2/Mrd kWh, ist also deutlich höher als bei Solaranlagen. Im allgemeinen kann diese Landfläche jedoch anderweitig genutzt werden oder bleibt größtenteils in ihrem ursprünglichen Zustand erhalten.

Auch bei Wasserkraftwerken können bei ungünstigen topographischen Verhältnissen (Brasilien, Ägypten) Flächenbedarfswerte um 100 km^2/Mrd kWh Jahresenergieerzeugung (Stauseefläche) auftreten. An anderen Standorten (Kanada, Norwegen, Grönland) sind die Bedingungen günstiger.

---

[1]) Abstimmung mit der Kostenkalkulation in den Studien der Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre".

[2]) Die Kostenangaben zum solaren Wasserstoff für das Jahr 1988 sind nur der Vollständigkeit halber angegeben. Sie basieren auf Kostenschätzungen für Anlagen im Labor- oder Demonstrationsmaßstab und sind mit Kosten für zukünftige Anlagen in großtechnischem Maßstab nicht vergleichbar.

Tabelle 2.3

Spezifische Stromgestehungskosten der betrachteten regenerativen Energiesysteme

a) Stromgestehungskosten bei einem realen **Zinssatz von 4% und Abschreibung über die ganze Nutzungsdauer;** (DM/kWh_{el}, Geldwert 1988)

Technologie	Standort	Nutzungsdauer	„heute"	2005	2025	2050
Photovoltaik						
a-Si-Dünnschicht	BRD	20[1])	2,92	0,53	0,39	0,30
Polykristalline Dünnschicht	BRD	30	1,67	0,30	0,33	0,20
Poly-Silizium	BRD	30				
– zentral			1,67	0,32	0,21	0,19
– dezentral			1,67	0,31	0,22	0,20
Poly-Silizium	Spanien	30	1,22	0,18	0,12	0,11
Poly-Silizium	Nordafrika	30	1,06	0,16	0,10	0,10
Solarthermie						
Solarturm	Spanien	30[2])	0,77	0,24	0,14	0,11
Solarturm	Nordafrika	30	0,49	0,18	0,11	0,09
Parabolrinnen	Spanien	30	0,37	0,18	0,14	0,12
Parabolrinnen	Nordafrika	30	0,29	0,15	0,12	0,11
Windanlagen						
Großanlagen	Spanien	30	0,22	0,15	0,10	0,09
Großanlagen	BRD	30	0,18	0,12	0,08	0,07
Mittelgroße Anlagen	BRD	20	0,11	0,09	0,08	0,08
Wasserkraft	Kanada	50	0,05	0,04	0,04	0,04

b) Stromgestehungskosten bei einem nominalen **Zinssatz von 8% und Abschreibung über die halbe Nutzungsdauer;** (DM/kWh_{el}, Geldwert 1988)

Technologie	Standort	Nutzungsdauer	„heute"	2005	2025	2050
Photovoltaik						
a-Si-Dünnschicht	BRD	20[1])	5,34	0,97	0,71	0,56
Polykristalline Dünnschicht	BRD	30	2,80	0,55	0,38	0,35
Poly-Silizium	BRD	30				
– zentral			2,80	0,55	0,38	0,35
– dezentral			2,80	0,54	0,38	0,36
Poly-Silizium	Spanien	30	2,04	0,32	0,22	0,20
Poly-Silizium	Nordafrika	30	1,75	0,28	0,19	0,17
Solarthermie						
Solarturm	Spanien	30[2])	1,31	0,40	0,23	0,20
Solarturm	Nordafrika	30	0,83	0,30	0,19	0,16
Parabolrinnen	Spanien	30	0,60	0,30	0,24	0,21
Parabolrinnen	Nordafrika	30	0,47	0,25	0,20	0,19
Windanlagen						
Großanlagen	Spanien	30	0,40	0,26	0,19	0,16
Großanlagen	BRD	30	0,32	0,21	0,5	0,13
Mittelgroße Anlagen	BRD	20	0,19	0,15	0,15	0,15
Wasserkraft	Kanada	50	0,10	0,08	0,08	0,08

[1]) „heute": 10 Jahre
[2]) „heute": 20 Jahre

Tabelle 2.4

Kostenaufstellung für Mineralöl und gasförmigen Wasserstoff in DM (1988)/kWh_{th}[1])

	1988	2005	2025	2050
Leichtes Heizöl, Großverbraucher[2])	0,034	0,088[3])	0,176[3])	
Gasförmiger Wasserstoff				
Fossile Herstellung	0,06–0,08			
Elektrolyse mittels Strom aus				
– Wasserkraft, 6500 h/a; 0,04 DM/kWh_e	0,11	0,08	0,07	0,07
– Solarthermische KW; 3600 h/a (NA)				
– Erzeugungsort	0,58	0,30	0,18	0,18
– frei Grenze BRD	0,65	0,33	0,21	0,21
– Photovoltaik; 2800 h/a[4]) (NA)				
– Erzeugungsort	1,84	0,32	0,19	0,18
– frei Grenze BRD	2,04	0,35	0,22	0,21
– Photovoltaik; 1400 h/a[4]) (BRD)	2,90	0,58	0,36	0,34
– Wind; 2500 h/a[4]) (BRD)	0,29	0,20	0,15	0,15

[1]) Zins 4 %/a; Abschreibung 30 a; [2]) ohne MWSt [3]) entspr. Annahmen für CO_2-Aufschlag in Handlungsempfehlungen
[4]) Ausnutzungsdauer der Elektrolyseanlage

Um äquivalente Heizölpreise in DM/l zu erhalten, sind alle Werte mit dem Faktor 10 zu multiplizieren (1 l Heizöl [leicht] entspricht 10 kWh_{th})

Tabelle 2.5

Kostenaufstellung für Benzin und flüssigen Wasserstoff in DM (1988)/l (Benzinäquivalent)[1])

	1988	2005	2025	2050
Benzin[2])	0,99	1,98[3])		
Flüssiger Wasserstoff				
Fossile Herstellung und Verflüssigung	4,5[5])			
Elektrolyse und Verflüssigung mittels Strom aus				
– Wasserkraft, 6500 h/a; 0,04 DM/kWh_e	1,61	1,24	1,02	0,96
– Erzeugungsort	1,64	1,27	1,00	1,00
– frei Grenze BRD	2,48	2,00	1,67	1,50
– Solarthermische KW; 3600 h/a (NA)				
– Erzeugungsort	5,62	3,88	2,50	2,10
– frei Grenze BRD	7,17	5,01	3,34	2,74
– Photovoltaik; 2800 h/a[4]) (NA)				
– Erzeugungsort	21,29	4,41	2,55	2,26
– frei Grenze BRD	25,48	5,63	3,39	2,91
– Photovoltaik; 1400 h/a[4]) (BRD)	42,60	8,76	5,05	4,47
– Wind; 2500 h/a[4]) (BRD)	5,36	3,31	2,24	1,97

[1]) Zins 4 %/a; Abschreibung 30 a; [2]) ohne MWSt, einschl. Mineralölsteuer [3]) entspr. Annahmen für CO_2-Aufschlag in Handlungsempfehlungen [4]) Ausnutzungsdauer der Elektrolyseanlage [5]) derzeitiger Marktpreis in USA (in BR Deutschland ca. 3mal teurer)

1 l Benzin entspricht 9,1 kWh_{th}; 1 l Diesel entspricht 10 kWh_{th}

Der kumulierte Primärenergieverbrauch bei der Herstellung von Kraftwerken ist ein Maß für die beim Aufbau von Energieanlagen erforderlichen energetischen Vorleistungen. Die daraus ableitbare energetische Amortisationszeit sollte klein sein im Vergleich zur Nutzungsdauer der Anlage. Für alle solaren Kraftwerke des Technologiestatus „2005" dürften — bezogen auf den Primärenergieeinsatz — energetische Amortisationszeiten unter 3 Jahren, im Zuge ihrer Weiterentwicklung („2025") um 1,5 Jahre erreichbar sein. Für Anlagen in einstrahlungsreichen Gebieten können diese Werte noch unterschritten werden. Windenergieanlagen liegen mit rund 0,3 Jahren deutlich darunter, Wasserkraftwerke mit 2 Jahren Amortisationszeit sind verglichen mit ihrer langen Nutzungsdauer von etwa 50 Jahren ebenfalls sehr günstig. Voraussetzung ist in allen Fällen, daß optimierte, materialreduzierte Anlagenkonzepte entwickelt werden, wobei auch die „konventionellen" Komponenten (z.B. Fundamente) in die Optimierung einbezogen werden müssen. Konsequente Wiederverwendung der Hauptmaterialien Glas und Stahl kann den Energieaufwand für die Erstellung weiterer Kraftwerksgenerationen noch senken und Abfälle verringern. Durch die Konzentration wichtiger Materialien in Teilanlagen (z.B. Batterien, Elektrolysen), durch den modularen Charakter der Systeme, die leichte Zugänglichkeit der Sammlerflächen und das Fehlen kontaminierender Einwirkungen wird dies erleichtert. Langlebige (Beton-) Fundamente können mehrfach genutzt werden.

Für alle konventionellen Materialien und Rohstoffe (Beton, Glas, Stahl, die hauptsächlichsten Nichteisenmetalle, Kunststoffe) sind beim Großeinsatz der Technologien keine Engpässe zu erwarten.

Bei allen Photovoltaik-Herstellungsprozessen werden potentiell umweltgefährdende Stoffe eingesetzt (z.B. Phosphin-Gas zur Dotierung) und auch teilweise Materialien verarbeitet, die als Umweltgifte klassifiziert sind (Cadmium, Selen, Arsen bei der Herstellung von Dünnschichtzellen). Sie gehen allerdings hinsichtlich Menge und Toxizität nicht über heutige Anwendungen in der chemischen Industrie hinaus und werden bei Einhaltung der gültigen Auflagen und Sicherheitsbestimmungen beherrscht. Ein großer Teil der Einsatzstoffe (z.B. Chemikalien beim Ätzen) kann regenerierend im Kreislauf geführt werden. Die verfahrenstechnische Weiterentwicklung kann auch zur Elimination problematischer Schritte führen. In jedem Fall sind für zukünftige große Fabrikationsstätten für Solarzellen hinreichend restriktive Vorschriften zur Emissionsrückhaltung unerläßlich.

Die ökologische Verträglichkeit der Wasserkraftnutzung muß sehr differenziert betrachtet werden. Sehr problematisch ist der Ausbau großer Wasserkräfte, die in typischen Regenwaldgebieten liegen (Zaire, Brasilien, Indonesien). Günstiger sind Potentiale in nördlicheren, topographisch im allgemeinen günstiger geeigneten Gebieten (Kanada, Grönland) zu bewerten, jedoch sind Eingriffe in die natürliche Umwelt auch hier nicht vernachlässigbar. Jedes größere Wasserkraftprojekt sollte daher von einer umfassenden Umweltverträglichkeitsprüfung begleitet sein.

Für die Elektrolyse wird entmineralisiertes Speisewasser benötigt, welches z.B. mittels Meerwasserentsalzung gewonnen werden kann. Die erforderlichen Kapazitäten sind selbst bei großen Wasserstoffmengen unproblematisch. Das anfallende Salz

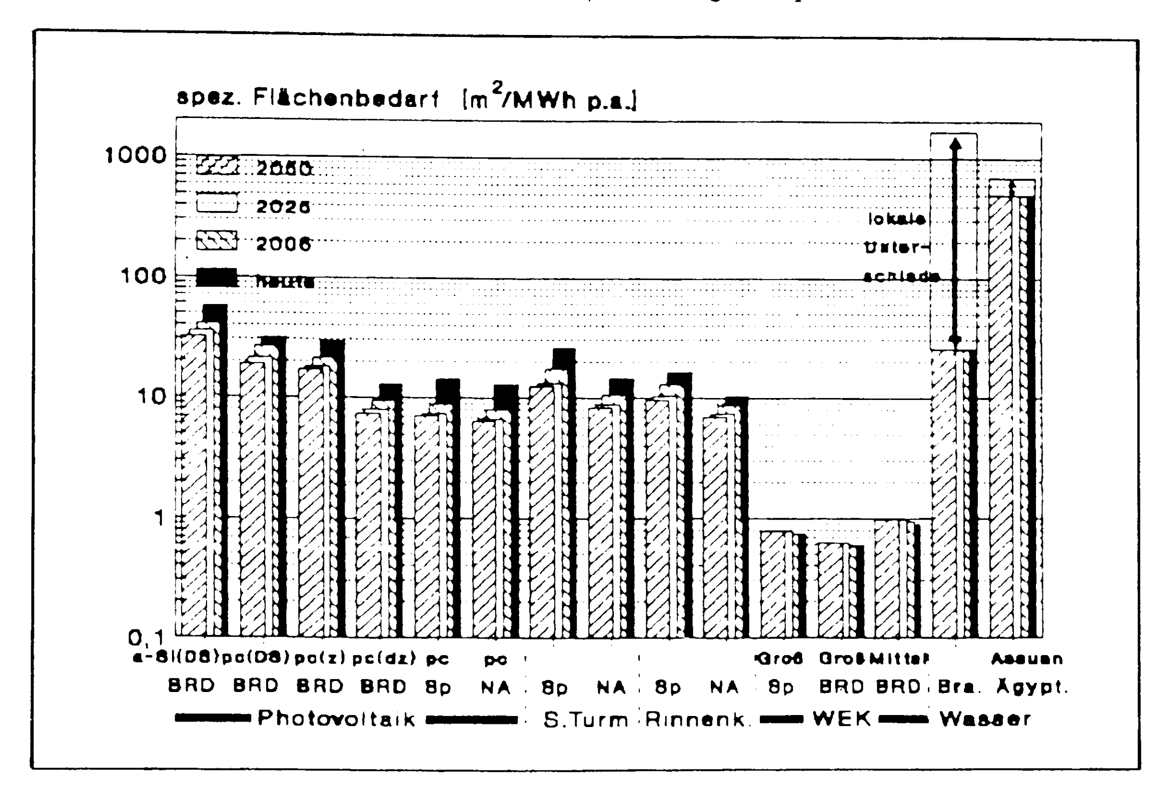


Abb. 2.1: **Spezifischer Flächenbedarf pro jährlicher Energieerzeugung für regenerative Stromerzeugungssysteme (in logarithmischer Darstellung)**

wird in Form konzentrierter Sole wieder ins Meer zurückgeführt. Die Salzbilanz der entsprechenden Meeresregion wird dadurch nicht verändert, da die entnommene Wassermenge vernachlässigbar ist gegenüber der natürlichen Verdunstung.

Bei der Fertigung von Batteriesystemen werden auch gesundheits- und umweltgefährdende Materialien verwendet, die über das Abwasser oder die Abluft in die Biosphäre gelangen. Daher sind sehr restriktive Vorschriften erforderlich, insbesondere wenn die Batterieproduktion, wie in einigen Aufbauvarianten angenommen, verglichen mit heute stark ansteigen sollte. Ebenfalls unerläßlich ist das Recycling alter Batterien, worin bei Bleibatterien Recyclingquoten bis praktisch 100 % erreicht werden können. Für die leistungsfähigeren Natrium-Schwefel-Batterien liegen noch keine derartigen Erfahrungen vor. Der Betrieb von Batteriespeichern birgt keine erhöhten Umweltrisiken.

Die anderen Schlüsseltechnologien lassen sich weitgehend dem konventionellen Maschinenbau zuordnen. Recycling- und Entsorgungsfragen sind hier im wesentlichen analog zu bereits im Einsatz befindlichen Technologien zu behandeln und demzufolge stetig weiterzuverfolgen und zu verbessern.

3. Struktur einer solaren Wasserstoffwirtschaft

3.1 Höhe des Wasserstoffbedarfs

Die Bedeutung des Wasserstoffs ist eine Funktion der Anteile solarer Energien an der gesamten Energieversorgung. Bei geringer Nutzungsintensität erneuerbarer Energiequellen bleibt die Rolle von Wasserstoff im Vergleich zur direkten Wärme- und Elektrizitätsnutzung relativ bedeutungslos; mit wachsenden Anteilen solarer Energien wächst dagegen die Bedeutung von Wasserstoff als Speichermedium und als Energieträger. Da im Rahmen der Aufbaustrategien Wasserstoff ausschließlich aus Elektrizität erzeugt wird (Elektrolyse), ist Art und Höhe der regenerativen Stromerzeugung im In- und Ausland der Hauptparameter bei dieser Untersuchung. Wasserstoff erweitert die Einsatzmöglichkeiten solarer Elektrizität in zeitlicher, räumlicher und anwendungstechnischer Hinsicht.

In welchem Maße Strom direkt genutzt werden kann oder umgewandelt werden muß, wird im wesentlichen durch zwei Kriterien bestimmt:

— die Höhe des fluktuierenden Anteils der Stromerzeugung (Strom aus Strahlung und Wind) am Bruttoverbrauch an Strom

— die Deckungslücke bei Treibstoffen, wo Strom nur begrenzt (Individualverkehr) oder überhaupt nicht eingesetzt (Luftverkehr) werden kann.

Bereits die Hauptpfade unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Anteile regenerativer Energiequellen, bezogen auf den jeweiligen Endenergieverbrauch, deutlich (Tab. 3.1).

— Hauptpfad I: 13 % (2005); 36 % (2025); 69 % (2050)

— Hauptpfad II: 7 % (2005); 21 % (2025); 45 % (2050)

Sie spannen also einen breiten Bereich von 2 % (1988) bis knapp 70 % Anteil regenerativer Energie an der Energieversorgung auf.

Da die lokalen thermischen Beiträge erneuerbarer Energiequellen (aus Kollektoren, Wärmepumpen, Abfallbiomassen und thermische Müllverwertung) auf rund 250 TWh/a, und die Beiträge aus nichtfluktuierender Stromerzeugung (Wasserkraft, Abfallbiomassen und thermische Müllverwertung) auf rund 50 TWh_e/a begrenzt sind (Tab. 3.1), folgt daraus zwangsläufig, daß der restliche Bedarf an erneuerbaren Energien über fluktuierende Elektrizität aus Strahlungsenergie (Photovoltaik; im Ausland auch solarthermische Kraftwerke) und Windenergie gedeckt werden muß. Dieser Bedarf steigt bis zum Jahr 2050 im Hauptpfad I auf 43 %, im Hauptpfad II lediglich auf 26 % (Tab. 3.1). Im Jahr 2005 ist er noch unbedeutend.

Das fluktuierende Elektrizitätsangebot kann prinzipiell auf dreierlei Weise genutzt werden:

— direkte Nutzung der Elektrizität durch Einspeisung in Netze und Verbundbetrieb mit konventionellen Kraftwerken. Bis zu einem Anteil von ca. 20 % am Bruttostromverbrauch tritt bei dieser Nutzungsart kein Stromüberschuß auf. Unter bestimmten Voraussetzungen kann dieser Anteil auf etwa 30 % gesteigert werden (siehe Kap. 3.2).

Wenn der Beitrag solarer Elektrizität an der Energieversorgung darüber hinaus gesteigert werden soll, bieten sich an:

— Speicherung von Strom mittels „direkter" Elektrizitätsspeicher (Pumpspeicher, Batterien, supraleitende magnetische Speicher) zum Zweck des teilweisen Ausgleichs von Fluktuationen. Wegen des überwiegend tageszeitlichen Rhythmus des solaren Stromangebots, der begrenzten Kapazität bei Pumpspeichern und der spezifisch relativ teuren Kapazität von Batteriespeichern, müssen derartige Speicher als Tagesspeicher betrieben werden, d.h. einen Speicherzyklus (Laden/Entladen) innerhalb eines Tages absolvieren. Energie kann daher auf diese Weise in großen Mengen nicht über Wochen oder Monate (z.B. saisonal) gespeichert werden.

— Entkopplung des solaren (fluktuierenden) Angebots von der Energienutzung durch Herstellung von Wasserstoff in gasförmiger oder flüssiger Form und seine Nutzung als Brennstoff und Treibstoff sowie eine begrenzte Rückverstromung, wenn die Nachfragestruktur bei Elektrizität dies erfordert. Diese „indirekte" Speicherung der solaren Elektrizität kann auch in großen Mengen über Wochen und Monate erfolgen, da die Gasspeicherung kapazitätsseitig sowohl technisch wie ökonomisch unproblematisch ist (Einsatz von Untertagespeichern und leergeförderten Erdgasfeldern möglich). Die technisch und ökonomisch begrenzenden Faktoren liegen hier bei der zu installierenden Leistung der Elektrolysen, welche dem tageszeitlichen Rhythmus des Energieüberschusses folgen muß.

Tabelle 3.1

Erforderliche Deckungsbeiträge erneuerbarer Energiequellen (in TWh/a und %) gegliedert nach der Art ihrer Darbietung

		Hauptpfad I			Hauptpfad II		
	1988	2005	2025	2050	2005	2025	2050
Endenergienachfrage	2069 (100)	1431 (100)	1342 (100)	1151 (100)	1860 (100)	1637 (100)	1458 (100)
gedeckt aus – fossilen Quellen	1911 (92)	1246 (87)	858 (64)	355 (31)	1499 (81)	1024 (63)	454 (31)
– nuklearen[1]) Quellen	121 (6)	0	0	0	232 (13)	269 (16)	350 (24)
zu decken aus regenerativen Quellen	37 (2)	185 (13)	484 (36)	796 (69)	129 (7)	344 (21)	654 (45)
davon aus direkter Wärmeerzeugung	16 (1)	147 (10)	220 (16)	251 (22)	95 (5)	201 (12)	234 (16)
davon aus nichtfluktuierender Stromerzeugung	21 (1)	32 (2)	47 (4)	50 (4)	30 (2)	42 (3)	50 (3)
davon aus fluktuierender Stromerzeugung[2])		6 (0)	217 (16)	495 (43)	4 (0)	101 (6)	370 (26)

[1]) einschl. Stromimport aus konventionellen Kraftwerken in Pfad II

[2]) Gegenstand der Variantenbildung ab 2025

Eine Wandlung von Elektrizität in Wasserstoff ist auch erforderlich, wenn Primärenergiequellen erschlossen werden sollen, bei denen die Ankopplung an Versorgungsgebiete nicht mittels Elektrizität möglich ist (z.B. Wasserkraft in abgelegenen Regionen; überseeische Transportwege).

In die Gestaltung der Aufbauvarianten A bis D innerhalb der Hauptpfade wurden diese Gesichtspunkte eingebracht. Ausgangspunkt war der Versuch, möglichst viel solare Elektrizität direkt zu nutzen; darüber hinaus wurden Kombinationen der o.g. Speichermöglichkeiten untersucht.

Das Ergebnis der Untersuchungen zu den Nutzungsgrenzen des direkten Einsatzes fluktuierender solarer Elektrizität zeigt Abb. 3.1. Die ausgezogene Kurve stellt den Überschuß an Elektrizität dar als Funktion der gesamten fluktuierenden Elektrizitätserzeugung, der gespeichert oder in Wasserstoff umgesetzt werden muß, wenn er nicht verloren gehen soll. Bei der gewählten Rahmenbedingung (heutiges Lastprofil für Elektrizität; vorgegebene Regelstrategie des konventionellen Kraftwerksparks mit zeitweiser Reduktion seiner Leistung auf minimal 25 % der mittleren Jahresleistung) tritt Speicherbedarf ab 20 % fluktuierendem Anteil ein. Wird im Extremfall fluktuierende Elektrizität in der Höhe des Stromverbrauchs angeboten (Abszissenwert = 1), so müssen rund 60 % dieses Angebots zwischengespeichert oder einer anderen Verwendung (Wasserstoffherstellung) zugeführt werden.

Unter einer Kombination günstiger Randbedingungen, wie

— dem solaren Angebot weitgehend angepaßten Verbrauchsprofil

— einer zeitvariablen Regelung konventioneller Kraftwerke komplementär zur Solarstrahlung

kann der Überschuß an Elektrizität auf die Werte der gestrichelten Kurve in Abb. 3.1 wesentlich reduziert werden. Speicherbedarf tritt dann erst bei über 30 % fluktuierendem Anteil am Bruttostromverbrauch ein und bleibt insgesamt deutlich geringer. Bei Stromimport aus südlichen Ländern verringert sich der Speicherbedarf in ähnlicher Weise wegen der geringeren saisonalen Dynamik des Strahlungsangebots. Auch solarthermische Kraftwerke mit internem (thermischem) Speicher verringern den Überschuß an Strom und damit den Speicherbedarf.

Die Varianten der Hauptpfade wurden so konstruiert, daß sie die Bandbreite der möglichen Kombinationen weitgehend abdecken (Quadrate in Abb. 3.1). Die Varianten A und D gehen von vornherein von Wasserstoffimport aus (in unterschiedlichen Verhältnissen von gasförmigem zu flüssigem H_2), der verbleibende Überschuß an Elektrizität (maximal 8 % in Variante 2050 I A,D) wird über Stromspeicher geführt. In den Varianten B und C wird zunächst ein hoher Anteil fluktuierender Elektrizität im Inland dargestellt (durch Inlandsproduktion in Variante B;

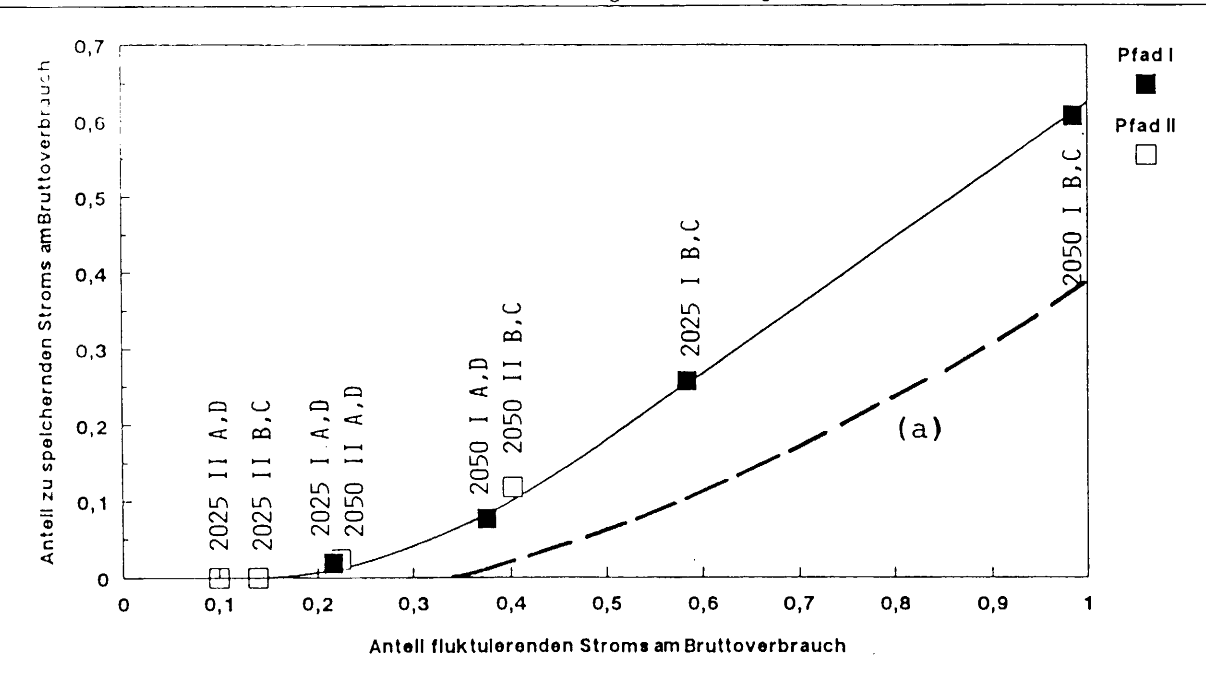


Abb. 3.1: **Überschußstrom aus der solaren Stromerzeugung in den Varianten A bis D der beiden Pfade I, II als Funktion des fluktuierenden Anteils des Bruttostromverbrauchs (a = auf minimale Überschußenergie optimierter Verbrauch)**

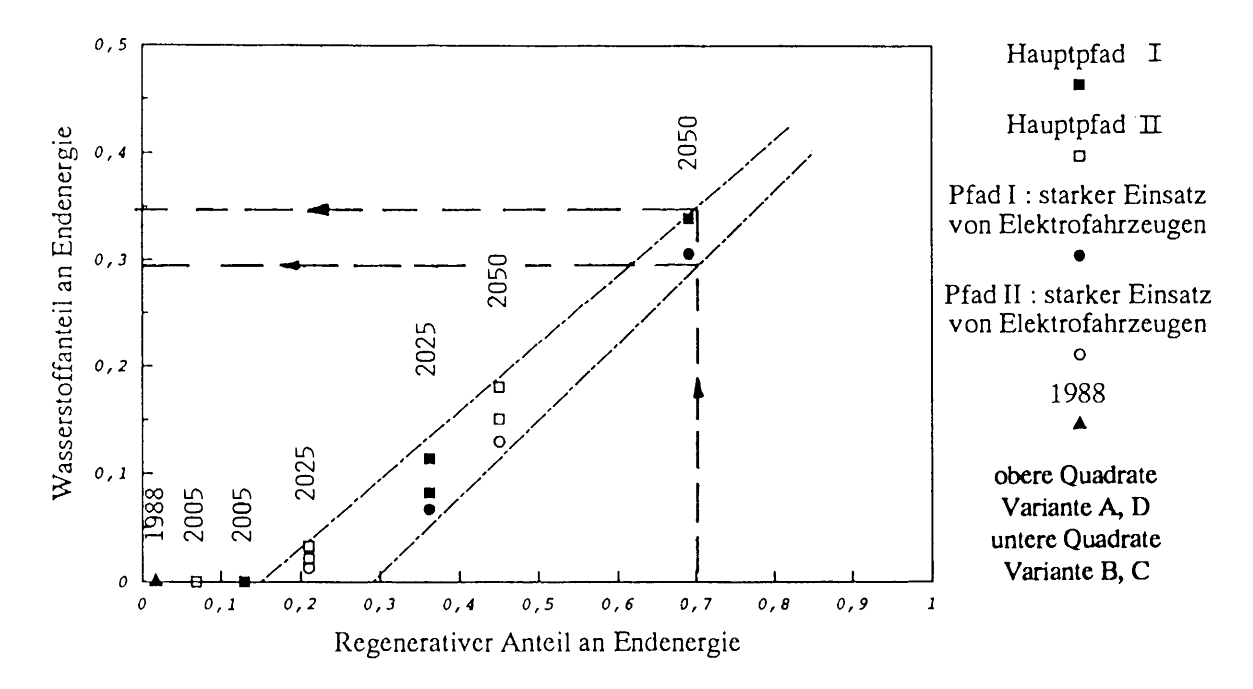


Abb. 3.2: **Wasserstoffanteil am Endenergieverbrauch in den Pfaden I, II als Funktion des regenerativen Anteils am Endenergieverbrauch in den Varianten A bis D.**
Bei bestimmten Anteilen regenerativer Energien am Endenergieverbrauch (z. B. 0,7 bzw. 70 % wird innerhalb einer Bandbreite, welche durch die beiden Geraden angedeutet ist, solarer Wasserstoff als Endenergieträger erforderlich (im Beispiel zwischen 0,28 und 0,34).

durch Stromimport in Variante C), so daß der größtmögliche Anteil direkt genutzt wird (max. 40 % in Variante 2050 I B,C). Der Überschuß (max 60 %) wird über die Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt.

Den auf diese Weise ermittelten Wasserstoffbeitrag an der Endenergie innerhalb der Variantenbandbreite bei stetig steigenden Anteilen erneuerbarer Energiequellen zeigt im Überblick Abb. 3.2. Die oberen quadratischen Symbole kennzeichnen die H_2-importorientierten Varianten A und D, die unteren Symbole die stromorientierten (Import oder Inlandserzeugung) Varianten B und C. Ab Anteilen über 20 % erneuerbarer Energie entsteht Bedarf an Wasserstoff. Dies entspricht bei der durch die Hauptpfade gegebenen Umstrukturierungsgeschwindigkeit einen Zeitpunkt von etwa 2010 in Pfad I und 2020 in Pfad II, ab dem Wasserstoff in relevanten

Mengen in der Energieversorgung erscheint. Sein Anteil steigt danach etwa linear mit dem Anteil erneuerbarer Energiequellen. Eine Energieversorgung mit 70 % regenerativem Anteil am Energieverbrauch bestünde demnach zu etwa 30 % aus Wasserstoff. Ein starker Einsatz von Elektrofahrzeugen kann den Wasserstoffbedarf reduzieren, wenn sich die Batterieladezeiten tendenziell am Solarstromangebot orientieren (vgl. Abb. 3.1). Die kreisförmigen Symbole in Abb. 3.2 zeigen diese Auswirkungen.

Im Pfad II kann prinzipiell die ohnehin vorhandene Kernkraftwerkskapazität besser ausgenutzt werden, wenn auch mit ihr in Schwachlastzeiten Wasserstoff produziert würde. Dies würde den Beitrag solaren Wasserstoffs deutlich reduzieren, die in Abb. 3.2 sichtbare funktionale Abhängigkeit zwischen solarem Wasserstoff und gesamter solarer Endenergie bliebe jedoch erhalten. Bei einem insgesamt auf 36 % reduzierten Beitrag regenerativer Energiequellen betrüge dann der Beitrag solaren Wasserstoffs am Endenergieverbrauch selbst im Jahr 2050 lediglich rund 9 %.

3.2 Speicherbedarf bei wachsenden Anteilen fluktuierender solarer Elektrizität

Voraussetzung für die Festlegung eines bestimmten Wasserstoffbedarfs ist die Kenntnis der solaren Stromüberschüsse, welche in Zeiten hohen Energieangebotes und vergleichsweise geringer Energienachfrage entstehen und im Tageszyklus oder auch länger gespeichert werden müssen. Man kann davon ausgehen, daß kurzfristige Fluktuationen der regenerativen Energiequellen (Wolken, Windschwankungen) im Bereich bis zu einer Stunde durch die bei größeren solaren Beiträgen zwangsläufig weiträumige Verteilung der Solar- und Windanlagen ausgeglichen werden. Es verbleiben die Variationen im Energieangebot, die einerseits zufällig sind (z.B. Bewegung großräumiger Wetterfronten) und andererseits in starkem Maße deterministisch geprägt sind (Tag-Nacht-Rhythmus, Jahreszeiten). Zur Ermittlung des daraus resultierenden Speicherbedarfs wurden Modellrechnungen auf der Basis stündlicher Mittelwerte der Stromnachfrage und stündlicher meteorologischer Meßwerte für Strahlung und Wind durchgeführt. Mit Hilfe geeigneter Charakteristiken der regenerativen Stromerzeuger (Photovoltaik, Wind, Solarthermische Kraftwerke) konnten somit die Energiebilanzen im Versorgungsgebiet „Bundesrepublik" — in der Regel über mehrere Jahre — bestimmt werden. Abb. 3.3 zeigt für einen Zeitausschnitt von 4 Tagen ein Beispiel. Die über ein Jahr aufsummierten Werte der Kurve „Speicher, Eingang" stellen den jährlichen Überschuß an Elektrizität dar, der nicht direkt verwertet werden kann. Im vorliegenden Beispiel tritt Überschuß nur um die Mittagszeit des 3. und 4. Tages auf.

Starken Einfluß auf die Höhe des Überschusses haben

— das Profil des Stromverbrauchs („Verbrauch")

— die Charakteristik der regenerativen Stromerzeuger und ihre Mischung (Kurven „direkte Einspeisung" und „Speicher, Eingang")

— die für die konventionellen Kraftwerke angewandten Regelstrategien (z.B. Minimalwert der konventionellen Grunderzeugung von 25 % bezogen auf die mittlere Jahresleistung, Kurve „reduzierter Verbrauch").

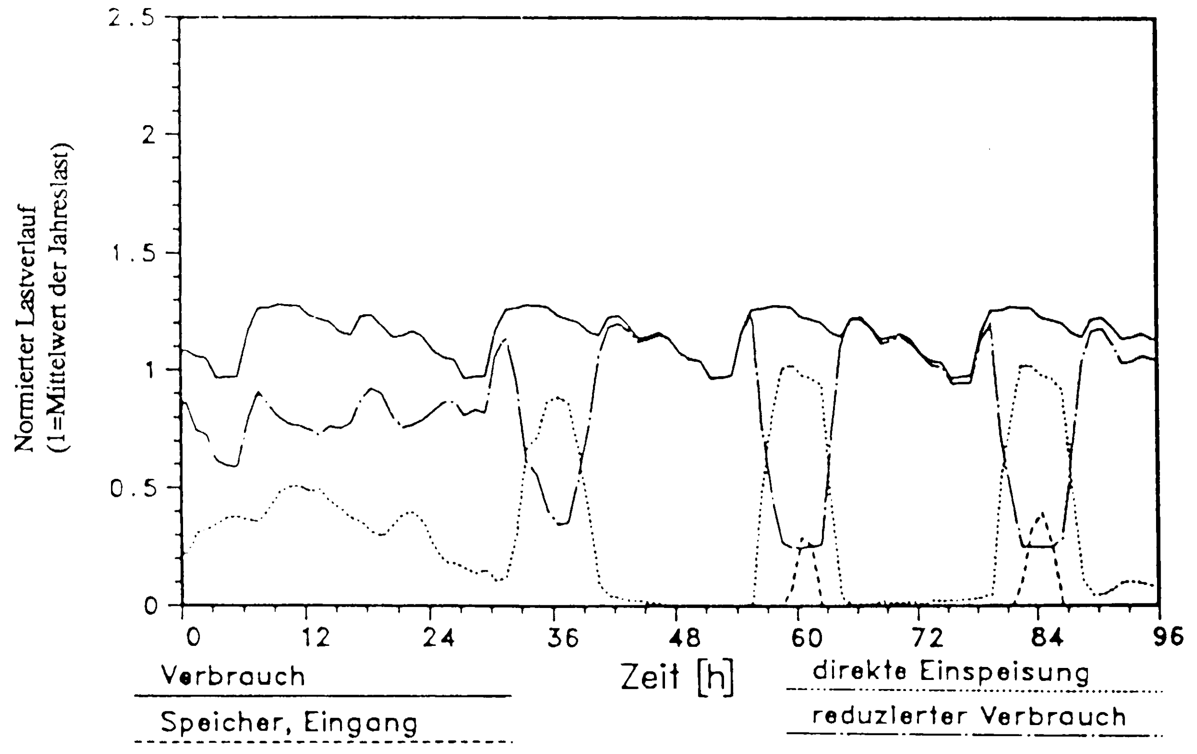


Abb. 3.3: **Modellhafte Darstellung (Simulation des Lastverlaufs von Stromverbrauch, solarem Energieangebot (direkt und über Speicher) und verbleibendem Bedarf aus konventionellen Kraftwerken (reduzierter Verbrauch).**

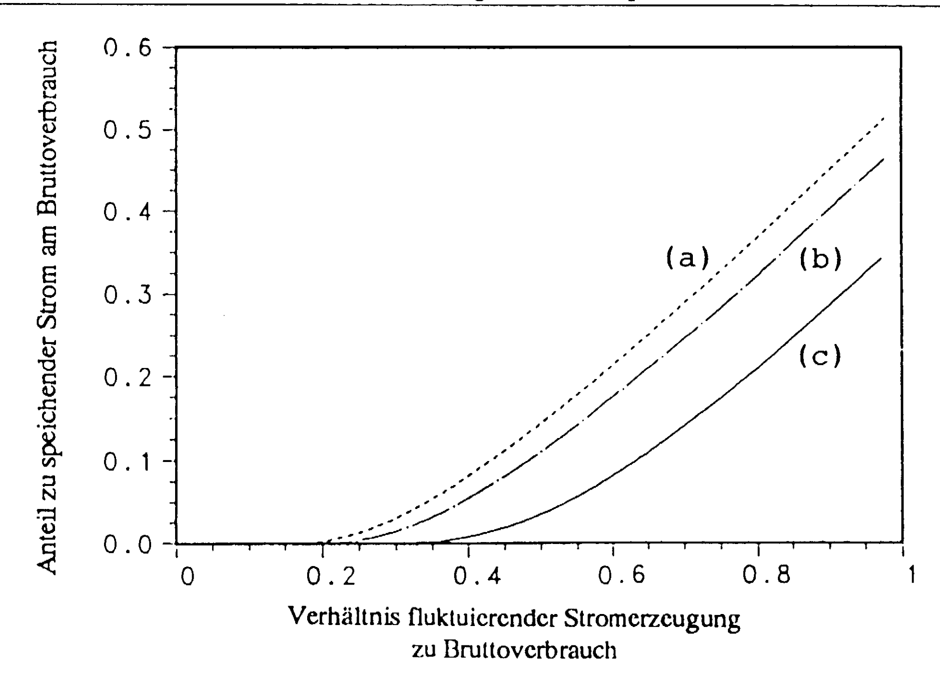


Abb. 3.4: **Überschußstrom aus der solaren Stromerzeugung für verschiedene Regelungsstrategien konventioneller Kraftwerke**
(a = konstante 25 %ige Grunderzeugung,
b = angepaßte Grunderzeugung an jeweiliges Strahlungsangebot mit nächtlichem Sockel von 25 % Grunderzeugung,
c = solar angepaßter Verbrauch)

Für die Struktur der Aufbauvariante A des Hauptpfades I im Jahr 2050 ist das Ergebnis dieses Sachverhalts in Abb. 3.4 beispielhaft dargestellt. Die beiden oberen Kurven zeigen den Einfluß unterschiedlicher Regelstrategien konventioneller Kraftwerke auf den Stromüberschuß, die untere weist auf den Spielraum bei einer Veränderung des Nachfrageprofils hin. Dabei wurde unterstellt, daß die derzeitige Verbrauchsstruktur, welche in der Vergangenheit auf eine Vergleichmäßigung der Stromnachfrage adaptiert wurde, sich längerfristig auch auf das überwiegend tagesrhythmische Solarangebot umstellen läßt. Eine derartige Umstrukturierung hat großen Einfluß auf den Überschuß an solarer Elektrizität und damit auch auf die Bedeutung von Wasserstoff in einer zukünftigen solaren Energiewirtschaft.

Die vorliegenden Ergebnisse zum Speicherbedarf wurden ohne Berücksichtigung dieser Umstrukturierung ermittelt.

3.3 Stromerzeugung und Kraftwerksstruktur

Nach Ausschöpfung der lokalen, im wesentlichen thermischen Nutzungsmöglichkeiten der Solarenergie in der Bundesrepublik (bis 2005 etwa 40—60 % des technischen Potentials, bis 2025 bereits 80—90 %), gewinnt die solare Stromerzeugung an Bedeutung, da die weitere, intensive Erschließung regenerativer Energien ausschließlich über Elektrizität führt (PV, Wind, Solarthermische Krafwerke mit Stromimport). Im Hauptpfad I steigt daher die Brut-

Tabelle 3.2

Bruttostromerzeugung aus konventionellen und regenerativen Quellen in den Hauptpfaden I und II (Variante A) und Endenergieverbrauch an Strom (in TWh/a)

		Hauptpfad I			Hauptpfad II		
	1988	2005	2025	2050	2005	2025	2050
Fossil	261	323	190	84	166	97	9
Nuklear	145	0	0	0	264	333	358
Regenerativ	25	45	442	877	40	214	619
— Inland	25	45	131	177	40	104	179
— Ausland[1])	0	0	311	700	0	110	440
Gesamte Erzeug.	431	368	632	961	470	644	986
Endenergieverbrauch	358	313	310	293	400	459	483

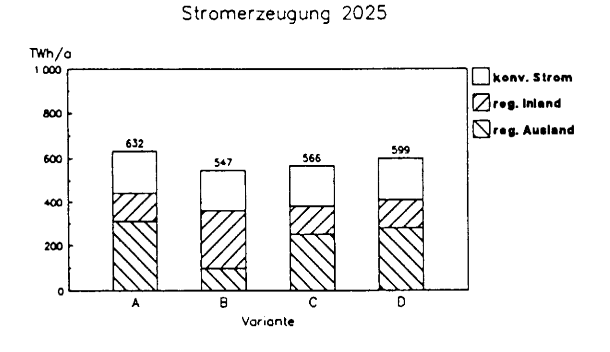
[1]) nur für Energiebedarf der Bundesrepublik

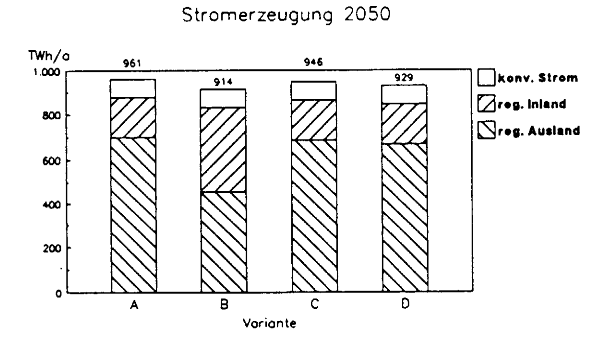
tostromerzeugung, nach Rückgang bis 2005, auf 632 TWh/a in 2025 und auf rund 960 TWh/a in 2050, obwohl der Endenergieverbrauch an Strom von gegenwärtig 358 TWh/a bis auf 293 TWh/a im Jahr 2050 zurückgeht (Tab. 3.2 und Abb. 3.5), ein wachsender Anteil der Elektrizität also in Wasserstoff umgesetzt wird.

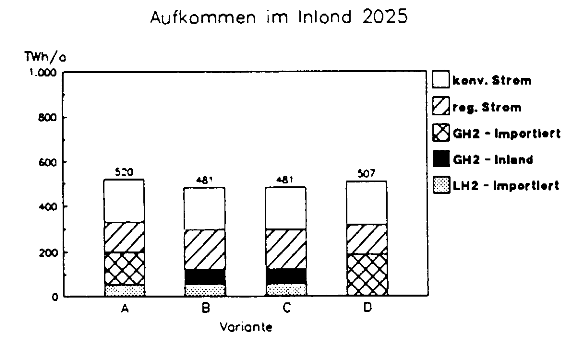
Einen ähnlichen Anstieg verzeichnet die Bruttostromerzeugung im Hauptpfad II (bei allerdings deutlich anderer Aufteilung auf Energiequellen und Standorte) bis 2050. Der Stromverbrauch liegt allerdings wesentlich höher als im Pfad I (483 TWh/a in 2050), da aufgrund des hohen Kernenergieanteils sehr viel mehr Elektrizität direkt genutzt werden kann.

Abbildung 3.5a

Stromerzeugung und Aufkommen an Strom und Wasserstoff im Inland, Pfad I







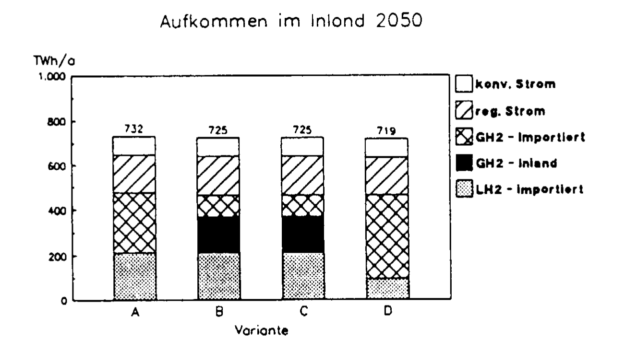
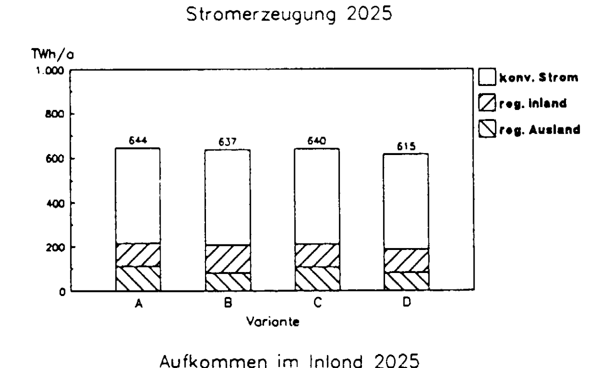
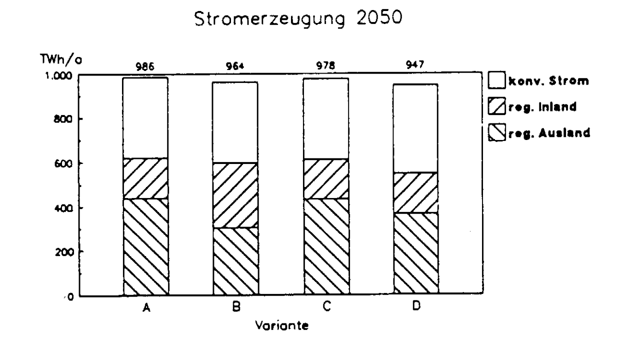
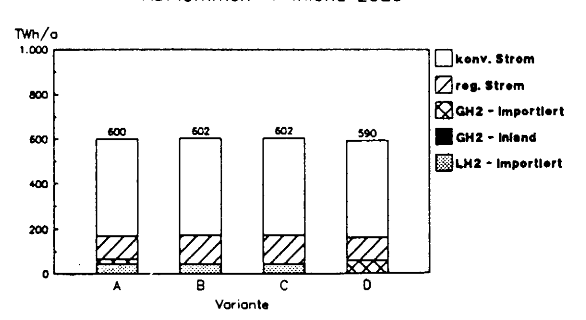


Abbildung 3.5b

Stromerzeugung und Aufkommen an Strom und Wasserstoff im Inland, Pfad II







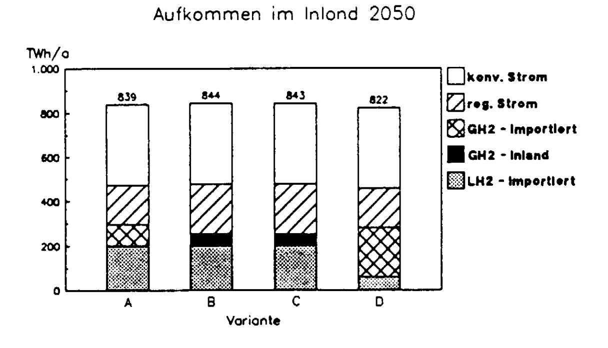


Tabelle 3.3

Kraftwerksleistungen konventioneller und solarer Kraftwerke, von Elektrolysen und Speichern (Variante A) sowie Höchstlasten und gesicherte Leistung im Inland in den Hauptpfaden I und II (in GW)

		Hauptpfad I			Hauptpfad II		
	1988	2005	2025	2050	2005	2025	2050
Fossil	71,6	72,2	55,6	35,2	59,3	43,7	9,0
Nuklear	22,6	0	0	0	40,6	61,7	89,5
Regenerativ, Inland	5,1	13,7	73,6	116,7	11,7	53,5	118,6
Gesamt, Inland	99,3	85,9	129,2	151,9	111,6	158,8	217,1
Regenerativ, Ausland[1])	0	0	97,0	228,9	0	23,5	127,9
Speicherleist.[2])	2,7	3,0	17,3	56,3	3,0	3,0	15,0
Elektrolysen (Ausland)	0	0	84,4	194,7	0	22,0	111,6
Höchstlast	58,2	56,7	54,8	50,1	72,4	82,2	83,6
Gesicherte Leistung (Mindestwert)	91,0	76,0	72,8	64,3	101,4	109,9	107,6

[1]) in Variante A ausschließlich für Wasserstoffproduktion (siehe Elektrolysen)
[2]) Pumpspeicher, Batteriespeicher, H_2-Rückverstromung (nur Hauptpfad I)

Stärker als die Elektrizitätserzeugung steigt längerfristig die zu installierende Kraftwerksleistung, da Solarkraftwerke eine klimatisch bedingte, geringere Ausnutzungsdauer als konventionelle Kraftwerke haben. Bei sinkender Leistung konventioneller Kraftwerke (bzw. leicht steigender Leistung im Hauptpfad II) wächst die Leistung solarer Anlagen (Wasserkraft, Biomasse, Wind, Photovoltaik und im Ausland Solarthermische Kraftwerke) im Hauptpfad I von gegenwärtig 5 GW auf insgesamt 346 GW im Jahr 2050 und im Hauptpfad II auf 247 GW (Tab. 3.3). Die Leistungen korrespondieren mit den Mengen der Tab. 3.2, enthalten also auch die zur Wasserstofferzeugung erforderlichen Anlagen.

Mit wachsenden Anteilen (nach 2005) solarer Energie an der Stromerzeugung sind Elektrolysen und direkte Stromspeicher zu installieren, welche imstande sind, die fluktuierende Energie zu verarbeiten. Berücksichtigt werden Pumpspeicher, Batteriespeicher und die H_2-Rückverstromung in unterschiedlichen Kombinationsvarianten. Die erforderlichen Elektrolyseleistungen und damit ihre Ausnutzungsdauer sind im Ausland durch die jeweiligen Solarkraftwerke vorgegeben (Photovoltaik: 1800 h/a in Südspanien; 2100 h/a in Nordafrika; Solarthermische Anlagen: 3600 h/a; Wasserkraft: 6500 h/a), im Inland bestimmt die jahreszeitliche Kennlinie des Solarstromüberschusses im Verbundnetz die erforderliche Leistung und Ausnutzungsdauer von Elektrolysen und Stromspeichern. Auch diese Leistungen sind in Tab. 3.3 zusammengestellt. Sie sind Ergebnis der Analysen des jahreszeitlichen Stromangebotsprofils in Verbindung mit der Stromnachfrage und der Einordnung konventioneller Kraftwerke in den Verbundbetrieb (vgl. Kap 3.2).

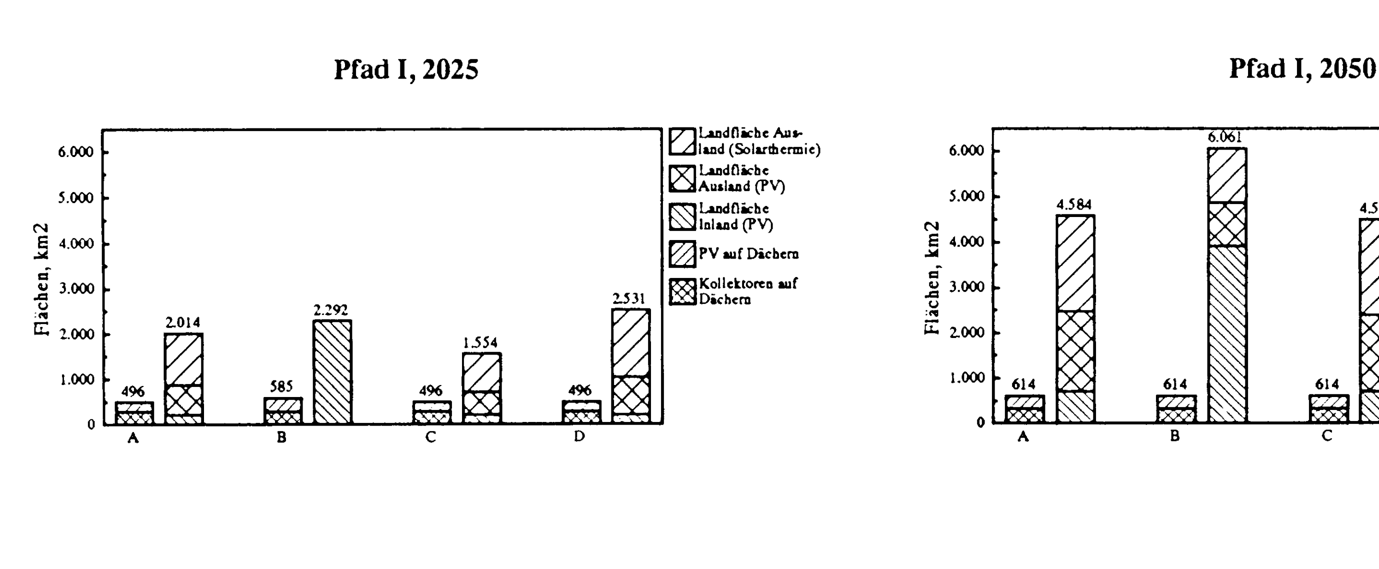
Die ermittelten Kraftwerksstrukturen garantieren im Verbund mit den Speichern und der in einzelnen Varianten erforderlichen H_2-Rückverstromung dieselbe Versorgungssicherheit wie sie die heutige Stromversorgung bietet. Sehr zurückhaltend wurde dabei lediglich der Windenergie ein 10 %iger Beitrag der installierten Leistung als gesicherte Leistung angerechnet, während angenommen wurde, daß inländischer Photovoltaikstrom und importierter Solarstrom keinen Beitrag zur gesicherten Leistung bringen. Zumindest für Importstrom aus solarthermischen Kraftwerken mit internen Speichern unterschätzt diese Annahme die solaren Systeme. Eine Verringerung des Speicheraufwandes mittels Optimierung der tages- und jahreszeitlichen Stromnachfrage wurde ebenfalls nicht betrachtet. Das so ermittelte resultierende konventionelle Stromversorgungssystem dürfte daher für 2025 und 2050 tendenziell überdimensioniert sein.

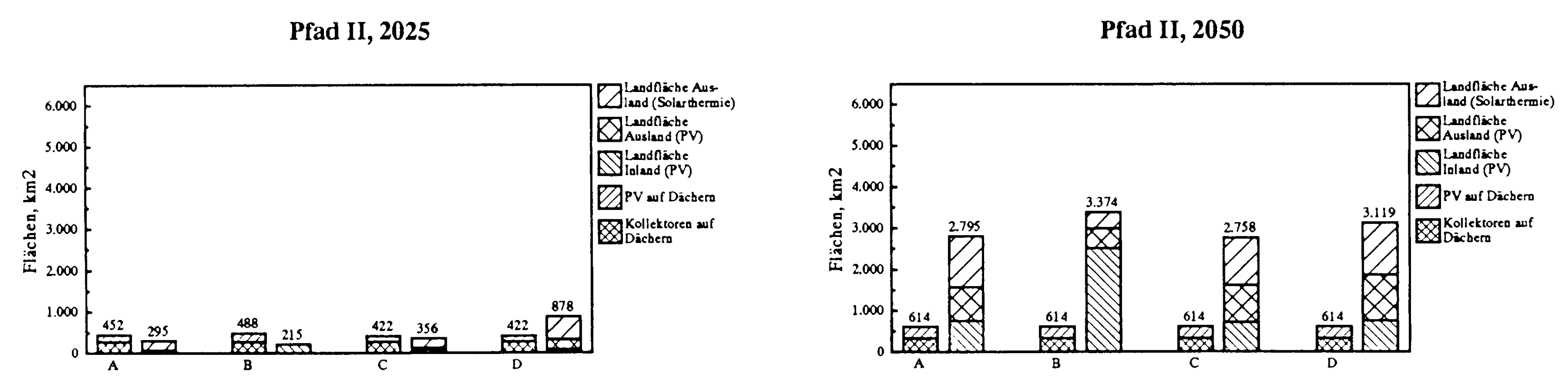
3.4 Flächenbedarf für die solare Energienutzung in den Varianten

Die Beanspruchung von Flächen ist ein wichtiges Kriterium für eine ausgeweitete Nutzung solarer Energiequellen. In beiden Hauptpfaden werden zunächst nahezu ausschließlich die verfügbaren Dachflächen für Kollektoren und Photovoltaikanlagen genutzt. Auf vorhandenen rund 2800 km^2 Dachflächen lassen sich etwa 600 km^2 Kollektoren und Solarzellen installieren, die bis 2025 je nach Hauptpfad bereits zu 70—95 % ausgenutzt sind (in 2005 zu 15—25 %). Landfläche wird im Inland in nennenswertem Maße erst nach 2005 beansprucht, und zwar im Fall der Referenzvariante A maximal 700 km^2 (0,3 % der Gebietsfläche der BRD) und im Fall der Inlandvariante B maximal 3900 km^2 (1,6 %) bei entsprechend geringerem Flächenbedarf im Ausland (Abb. 3.6).

Abbildung 3.6

Bedarf an Land- und Dachflächen für photovoltaische und solarthermische Anlagen





Die im Ausland für die Energieversorgung der BRD beanspruchten Landflächen erreichen in 2050 Werte von maximal 3800—3900 km^2, was beispielhaft 0,04 % der Fläche der Sahara entspricht. Die Abbildung veranschaulicht den durch die Variantenbildung innerhalb der Hauptpfade unterschiedlich ausgeprägten Flächenbedarf für alle Ausbauzustände.

Die Nutzung der Windenergie (maximal 20 GW_e) beansprucht an eigentlichen Stellflächen einschließlich einer Sicherheitszone (gleich Rotorfläche) knapp 30 km^2. Sie „beeinflußt" rund 3000 km^2 Gebietsfläche, wenn die Anlagen ausschließlich im Abstand des 10-fachen Rotordurchmessers in Windparks aufgestellt würden.

Alle Flächenangaben müssen in Relation zum Dekkungsanteil regenerativer Energien am Endenergieverbrauch in den Hauptpfaden gesehen werden. Dieser beträgt 70 % (Pfad I, 2050) bzw. 45 % (Pfad II, 2050).

4. Kosten und Wirtschaftlichkeit solarer Energieversorgungssysteme

4.1 Investitionsbedarf für solare und konventionelle Energieversorgungssysteme

Ausgehend von den spezifischen Investitionskosten der Schlüsseltechnologien und den für die Verwirklichung der Hauptpfade erforderlichen Bestandszahlen läßt sich das gesamte Investitionsvolumen für die Aufbauvarianten nach Höhe und zeitlichem Verlauf ermitteln. Von besonderer Bedeutung ist dabei die Verknüpfung der Produktionsentwicklung einzelner Technologien mit dem Verlauf ihrer Kosten, um den dynamischen Charakter potentieller Kostendegressionen der „neuen" solaren Technologien erfassen zu können.

Gleichfalls fallen weitere Investitionen für Erhalt bzw. Umstrukturierung der konventionellen Energieversorgung und für Maßnahmen zur rationellen Energieverwendung an. Letztere konnten nur beispielhaft für einen der wesentlichsten Bereiche — der Wärmedämmung — dargestellt werden. Die jahresdurchschnittlichen Werte für die einzelnen Zeitabschnitte (Tab. 4.1) kennzeichnen den Umstrukturierungsprozeß. Die Investitionen in konventionelle Energiesysteme liegen im Bereich der gegenwärtigen jährlichen Investitionen (gesamte Energiewirtschaft einschließlich Bergbau, ohne Wärmedämmung u.ä. 22 Mrd DM/a in 1988) mit abnehmender Tendenz im Hauptpfad I und steigender Tendenz im Hauptpfad II.

Die Investitionen in die Wärmedämmung müssen hauptsächlich in der ersten Periode getätigt werden. Dies gilt in besonderer Weise für den Hauptpfad I (mit rund 14 Mrd DM/a), da in diesem Bereich der größte Teil der schnell mobilisierbaren Einsparmöglichkeiten gesehen werden. Der weitaus größte Anteil (knapp 80 % der Investitionen) wäre im Hauptpfad I in die wärmetechnische Sanierung von Altbauten zu investieren, da anders die erforderliche Energieeinsparung bis zum Jahr 2005 nicht erbracht werden kann. Nach der Modernisierung der Altbausubstanz gehen die Investitionen in die Wärmedämmung deutlich zurück (Periode 2006 — 2025, Hauptpfad I). Die mittleren jährlichen Investitionsraten zur Wärmedämmung sind im Hauptpfad II aufgrund der geringeren Anforderungen an die geforderte Energieverbrauchshöhe wesentlich gleichmäßiger.

Der Aufbau der solaren Technologien innerhalb der drei Zeitabschnitte läßt sich wie folgt zusammenfassen:

— Zwischen 1990 und 2005 sind die Investitionen bestimmt durch den Aufbau dezentraler regenerativer Wärme- und Stromerzeugungsanlagen im Inland mit mittleren jährlichen Investitionen von rund 10 Mrd DM/a (Hauptpfad I) bzw. 6,5 Mrd DM/a (Hauptpfad II).

— Die jährlichen Investitionen zwischen 2006 und 2025 sind im Hauptpfad I geprägt durch den Aufbau solarer Anlagen im Ausland und den wachsenden Import von Strom und Wasserstoff in die Bundesrepublik (knapp 29 Mrd DM/a). Im Inland nehmen die Investitionen in die Stromerzeugung noch deutlich zu (Photovoltaik). Im Hauptpfad II dominiert der Aufbau im Inland (15 Mrd DM/a) vor den Auslandsinvestitionen.

— Im Jahr 2025 sind für nahezu alle solaren Technologien die maximaen Produktionsraten erreicht. Die Jahresproduktion wächst so lange, bis sie gerade den Ersatzbedarf für den Bestand befriedigen kann. Die mittlere jährliche Investitionsrate im Zeitraum 2026 — 2050 beträgt rund 68 Mrd DM/a (Hauptpfad I) bzw. 49 Mrd DM/a (Hauptpfad II), rund 60 % entfallen auf Auslandsinvestitionen.

— Die Gesamtinvestitionen zum weitgehenden Ersatz der heutigen fossilen Energieversorgung betragen für Hauptpfad I (70 % Anteil regenerativer Energie im Jahr 2050) über den Zeitraum von 60 Jahren rund 2800 Mrd DM bzw. im Mittel 47 Mrd DM/a. Ihren zeitlichen Verlauf zeigt Abb. 4.1. Die entsprechenden Zahlen für Hauptpfad II (45 % Anteil regenerativer Energie im Jahr 2050) lauten 1800 Mrd DM bzw. 30 Mrd DM/a.

— Die einzelnen Aufbauvarianten weichen vom mittleren Wert der Gesamtinvestitionen bis 2050 um maximal 10 % ab. Dieser geringe Unterschied ist auf die Dominanz der Erzeugungsanlagen für Strom und Wärme zurückzuführen. Sie repräsentieren 75 — 85 % der Investitionssummen. Die gesamten Folgesysteme für eine bedarfsangepaßte Darbietung der solaren Elektrizität (Elektrolysen, Transport usw.) erfordert je nach Variante im Mittel lediglich 15 — 20 % der Investitionen. Die typische Aufteilung auf die Untersysteme im Ausbauzustand 2050 lautet für, den Pfad I: Stromerzeugung 75 %, GH_2-Erzeugung und -Transport ca. 10 %; LH_2-Erzeugung, -Transport und -Verteilung ca. 10 %; Stromspeicherung, -transport und Rückverstromung ca. 5 %.

Tabelle 4.1

Investitionsvolumina für konventionelle und solare Energiesysteme von 1990 bis 2050 (jahresdurchschnittliche Werte in Mrd. DM/a; Preisstand 1988, ab 2006 Variante A)

Hauptpfad I	1990–2005 (16 Jahre)	2006–2025 (20 Jahre)	2026–2050 (25 Jahre)
Fossile Stromerzeugung	4,5	3,0	0,7
Nukleare Stromerzeugung[1])	0	0	0
Stromtransport, -verteil.	6,3	6,8	6,9
Fernwärme-, Gas- u. Ölversorgung	3,7	2,8	2,4
(1) Konventionelle Energiesysteme	14,5	12,6	10,0
(2) Wärmedämmung[2])	14,3	1,7	0,9
Solare Wärmeerzeugung	6,8	8,8	11,3
Solare Stromerzeugung, Inland	2,5	10,8	15,2
Solarenergie, Ausland (Strom u. Wasserstoff)	1,7	28,7	41,1
(3) Solare Energiesysteme	11,0	48,3	67,6
Summe (1) + (2) + (3)	39,8	62,6	78,4
— davon Inland	38,1	33,9	37,3
Kumulierte Investit. (Mrd. DM)	637	1251	1961
— davon Inland (Mrd. DM)	610	678	932

[1]) **nur** Reaktoren auf heutiger Preisbasis (3640 DM/kW_e)
[2]) beispielhaft für Bereich rationelle Energieverwendung

Hauptpfad II	1990–2005 (16 Jahre)	2006–2025 (20 Jahre)	2026–2050 (25 Jahre)
Fossile Stromerzeugung	2,8	2,5	0,2
Nukleare Stromerzeugung[1])	4,1	5,8	11,3
Stromtransport, -verteil.	6,3	7,3	7,1
Fernwärme-, Gas- u. Ölversorgung	3,2	2,6	2,7
(1) Konventionelle Energiesysteme	16,4	18,1	21,3
(2) Wärmedämmung[2])	4,3	5,9	0,8
Solare Wärmeerzeugung	4,4	8,4	11,0
Solare Stromerzeugung, Inland	2,2	6,5	11,9
Solarenergie, Ausland (Strom u. Wasserstoff)	0,6	8,8	25,9
(3) Solare Energiesysteme	7,2	23,7	48,8
Summe (1) + (2) + (3)	27,9	47,7	48,8
— davon Inland	27,3	38,9	22,9
Kumulierte Investit. (Mrd. DM)	447	954	1220
— davon Inland (Mrd. DM)	437	777	572

[1]) **nur** Reaktoren auf heutiger Preisbasis (3640 DM/kW_e)
[2]) beispielhaft für Bereich rationelle Energieverwendung

Anmerkung: Im Gegensatz zu den solaren Systemen sind die Bereiche: Rationelle Energieverwendung und Nukleare Stromerzeugung nicht vollständig erfaßt.

4.2 Jährliche Aufwendungen für die Energieversorgung

Aus den Investitionskosten werden die jährlichen Aufwendungen für die Bereitstellung regenerativer Energie abgeleitet, indem zu den jährlichen Kapitalkosten die gesamten Betriebskosten addiert werden. Die ermittelten Werte sind in Abb. 4.2 nach Energiearten (linke Balken) und technischen Teilsystemen (rechte Balken) aufgeschlüsselt. Sie steigen im Hauptpfad I von 17 Mrd DM/a im Jahr 2005 auf 190 Mrd DM/a im Jahr 2050. Die entsprechenden Werte für den Hauptpfad II lauten 12 Mrd DM/a (2005) und 130 Mrd DM/a (2050). Diese Aufwendungen können mit den entsprechenden Aufwendungen (= Umsatz abzüglich Gewinne, Abgaben, Steuern u.ä.) der konventionellen Energieversorgung verglichen werden, wobei bei letzteren die jährlichen Brennstoffkosten konventioneller Energien enthalten sind. Derzeit beträgt der jährliche Umsatz der gesamten Energiewirtschaft in der Bundesrepublik rund 210 Mrd DM/a (1988, ohne MWSt), was rund 10 % des Bruttosozialprodukts entspricht.

Die zukünftigen Aufwendungen für regenerative Energiesysteme müssen in Beziehung zur angenommenen Entwicklung der Wirtschaftstätigkeit gesetzt werden. Das Bruttosozialprodukt der BRD steigt danach von derzeit 2120 Mrd DM/a (1988) auf 3200 Mrd DM/a in 2005, auf 4000 Mrd DM/a in 2025 und auf 4800 Mrd DM/a in 2050 (real in 1988er DM). Damit ergeben sich die in Tab. 4.2 dargestellten Anteile der Aufwendungen am zukünftigen Bruttosozialprodukt der Hauptpfade. Der maximale Wert für den regenerativen Anteil beträgt demnach rund 4 % (Pfad I, 2050).

Tabelle 4.2

Verhältnis der jährlichen Aufwendungen der regenerativen Endenergie zum jeweiligen Bruttosozialprodukt (in %) und Anteil regenerativer Endenergie am gesamten Endenergieverbrauch (Werte in Klammern in %)

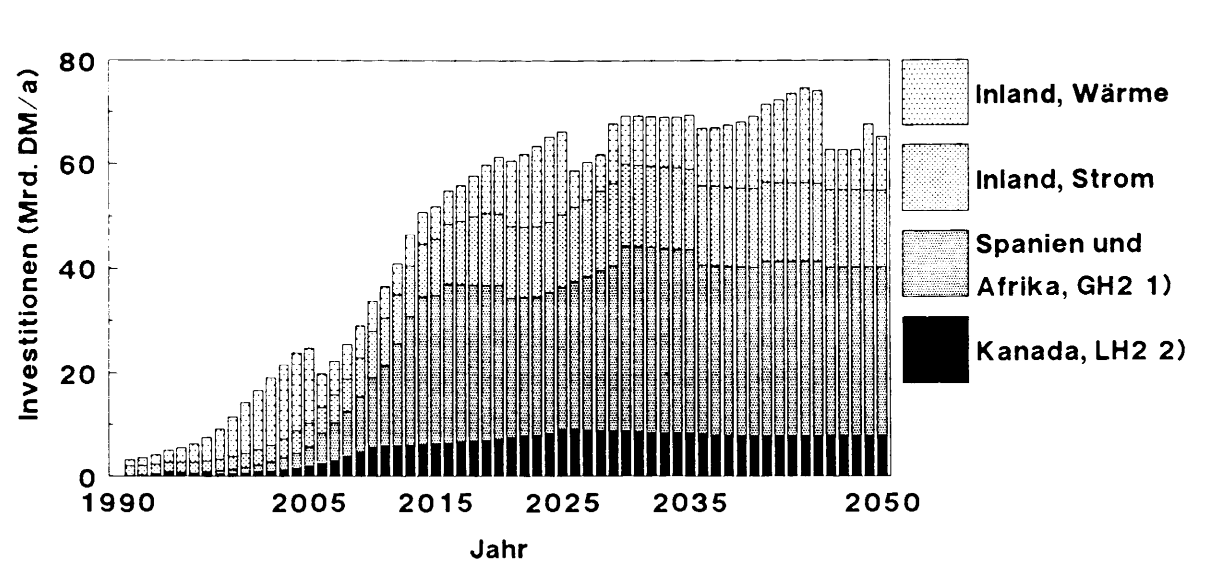
	BSP (Mrd. 1988 DM)	Hauptpfad I	Hauptpfad II
1988	2120	10,1[1]) (2,4)	10,1[1]) (2,4)
2005	3200	0,5 (13)	0,4 (7)
2025	4000	2,1–2,3 (36)	1,2 (21)
2050	4800	3,7–4,1 (69)	2,5–3,0 (45)

[1]) Nachrichtlich: Umsatz der gesamten Energiewirtschaft zum BSP (in %)

Die o.g. Aufwendungen sind mit einem realen Zinssatz von 4 % ermittelt worden. Betriebswirtschaftlich wird im allgemeinen mit höheren Zinsen kalkuliert, was zu höheren jährlichen Aufwendungen führt. Bei einem nominalen Zinssatz von 8 % mit halbierter Abschreibungsdauer erhöhen sich die jährlichen Aufwendungen um ca. 60 — 65 % (bei einem mittleren Anteil der Betriebskosten an den jährlichen Aufwendungen von ca. 25 %), so daß das Verhältnis der Aufwendungen zum Bruttosozialprodukt maximal 6,5 % (Hauptpfad I, 2050) betragen würde. Gemessen am entsprechenden Deckungsanteil der regenerativen Endenergie von knapp 70 % zu diesem Zeitpunkt belasten also die Aufwendungen für ein derart umstrukturiertes Energiesystem die Volkswirtschaft in ähnlicher Höhe wie die gegenwärtige Energieversorgung.

Abbildung 4.1

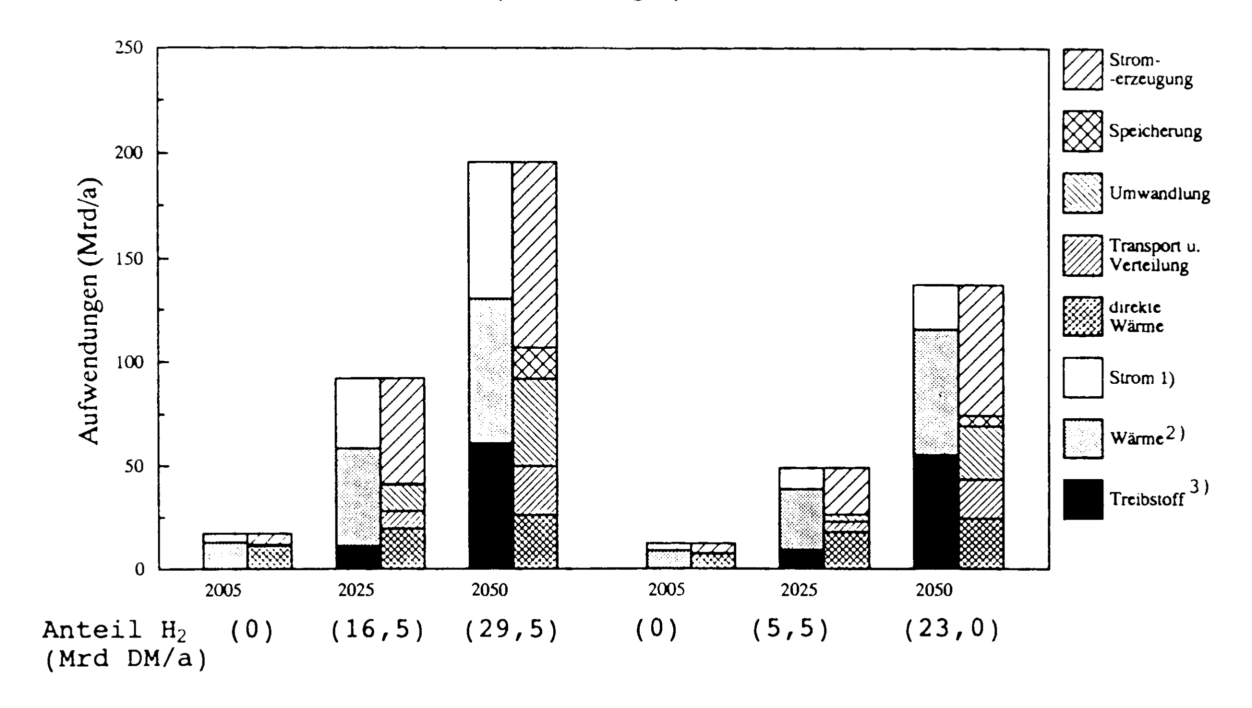
Gesamte jährliche Investitionen im Inland und Ausland



1) incl. LH2-Erzeugung in Afrika
2) LH2-Erzeugung in Kanada, LH2-Transport, LH2-Verteilung im Inland

Abbildung 4.2

Jährliche Gesamtkosten (Aufwendungen) der Varianten A in Pfad I und II



4.3 Die spezifischen Gestehungskosten der regenerativen Anteile der Endenergie

Aus den jährlichen Aufwendungen erhält man durch Division mit den entsprechenden Beträgen bereitgestellter Endenergie die spezifischen Gesamtkosten der Endenergieformen Strom, Wärme und Treibstoffe. Im Gegensatz zu den Einzelkostenberechnungen (vgl. Kap. 2) ergeben erst die vernetzten Strukturen der Hauptpfade und Aufbauvarianten konkrete Hinweise auf die Kosten solarer Energien beim Endverbraucher, weil dadurch — unter der Randbedingung einer jederzeit gesicherten Versorgung — die zusätzlichen Transport- und Speicherungskosten sichtbar gemacht und die Einzelsysteme mit realistischen Ausnutzungsdauern und Betriebsstrategien versehen werden können.

Nicht alle solaren Technologien sind durch die Schlüsseltechnologien erfaßt. Zur vollständigen

Tabelle 4.3

Energiegestehungskosten dezentraler regenerativer Nutzungstechnologien (in DM/kWh$_{el}$ bzw. DM/kWh$_{th}$, 1988, 4 % Zins; Angabe in Klammern: Abschreibungszeit = Nutzungsdauer)

Stromversorgung	1988	2005	2025	2050
– Wasserkraft (50 a)	0,075	0,075	0,088	0,090
– Biomasse/Biogas (30 a)³) (Mittelwerte)	0,250	0,200	0,150	0,150
Mischkosten Pfad I	0,080	0,097	0,107	0,108
Mischkosten Pfad II	0,080	0,091	0,103	0,108
Wärmeerzeugung¹)	1988	2005	2025	2050
– Thermische Kollektoren, Wärmepumpen (20 a)	0,030²)	0,088	0,100	0,118
– Reststroh, Restholz³) (30 a)	0,050	0,050	0,070	0,080
– Biogas³) (30 a)	0,080	0,080	0,060	0,060
Mischkosten Pfad I	0,035	0,077	0,089	0,104
Mischkosten Pfad II	0,035	0,074	0,089	0,104

¹) auf Brennstoffäquivalent (Endenergie) umgerechnet (nach Multiplikation mit dem Faktor 10 erhält man die äquivalenten Heizölkosten in DM/l)
²) nur solare Schwimmbadbeheizung
³) Mittelwerte

Tabelle 4.3

Energiegestehungskosten dezentraler regenerativer Nutzungstechnologien (in DM/kWh$_{el}$ bzw. DM/kWh$_{th}$, 1988, 4 % Zins; Angabe in Klammern: Abschreibungszeit = Nutzungsdauer)

Stromversorgung	1988	2005	2025	2050
– Wasserkraft (50 a)	0,075	0,075	0,088	0,090
– Biomasse/Biogas (30 a)[3]) (Mittelwerte)	0,250	0,200	0,150	0,150
Mischkosten Pfad I	0,080	0,097	0,107	0,108
Mischkosten Pfad II	0,080	0,091	0,103	0,108
Wärmeerzeugung[1])	1988	2005	2025	2050
– Thermische Kollektoren, Wärmepumpen (20 a)	0,030[2])	0,088	0,100	0,118
– Reststroh, Restholz[3]) (30 a)	0,050	0,050	0,070	0,080
– Biogas[3]) (30 a)	0,080	0,080	0,060	0,060
Mischkosten Pfad I	0,035	0,077	0,089	0,104
Mischkosten Pfad II	0,035	0,074	0,089	0,104

[1]) auf Brennstoffäquivalent (Endenergie) umgerechnet (nach Multiplikation mit dem Faktor 10 erhält man die äquivalenten Heizölkosten in DM/l)
[2]) nur solare Schwimmbadbeheizung
[3]) Mittelwerte

Darstellung der Aufbausrategien, insbesondere zum Zeitpunkt 2005, sind noch folgende dezentralen Nutzungstechniken zu berücksichtigen:

— die inländische Stromerzeugung mit zusätzlicher Wasserkraft,

— die inländische Strom- und Wärmeerzeugung mittels Biomasse und Abfallstoffen,

— die inländische Wärmeerzeugung mittels thermischer Kollektoren und Wärmepumpen.

Ihre Energiegestehungskosten konnten u.a. aus Daten der parallel zu dieser Untersuchung erarbeiteten Studien der Klima-Enquete-Kommission ermittelt werden bzw. sind mit diesen abgestimmt. Bestimmt werden die Kosten durch zwei gegenläufige Tendenzen, der Verteuerung infolge aufwendiger zu erschließender Potentiale (z.B. Wasserkraft, Kollektoren) und den technologiespezifischen Kostenreduktionen infolge technischer Verbesserungen und steigender Stückzahlen (z.B. Biomasse, Kollektoren). Die Kostenangaben können Tab. 4.3 entnommen werden. Diese Technologien bestimmen im wesentlichen das Kostenniveau regenerativer Energien im Jahre 2005, da sie die größten Beiträge zu diesem Zeitpunkt liefern. Zusätzliche Aufwendungen für die Speicherung von Elektrizität entstehen nicht, da Wasserkraft und Biomasse den konventionellen Energiearten vergleichbare Verfügbarkeiten besitzen.

Zu den Zeitpunkten 2025 und 2050 kann dagegen nur ein begrenzter Teil solarer Elektrizität direkt genutzt werden, was die bedarfsgerecht zur Verfügung gestellte Endenergie in Form von gespeicherter Elektrizität und Wasserstoff verteuert. Die Kostenerhöhung wird insbesondere durch die Stromspeicherung (Batterien) und die Wasserstoffrückverstromung hervorgerufen, so daß sich die Mischkosten solaren Stroms als Endenergie auf 0,28 DM/kWh (Pfad I, 2025, Varianten A, D) und auf 0,34 DM/kWh (Pfad I, 2050, Varianten A, D) verteuert (Tab. 4.4, Abb. 4.3). In abgemilderter Form findet sich diese Verteuerung auch in Pfad II, 2050, wieder (0,21 DM/kWh). Diese Stromkostenerhöhungen lassen sich teilweise vermeiden (0,18 — 0,20 DM/kWh, Varianten B, C in 2025), wenn der Aufwand für die Speicherung auf die Wasserstoffseite verlagert wird, was sich allerdings in höheren Mischkosten für Wärme (Wasserstoff vermehrt als Brennstoff) im Vergleich zu den Varianten A und D auswirkt. Die bedarfsangepaßte Darbietung regenerativen Stroms führt also insgesamt in Pfad I zu einer Verteuerung der Elektrizität von rund 70 % der ursprünglichen Erzeugungskosten bzw. der Kosten frei Grenze im Jahr 2025 und von 90 % bis 110 % im Jahr 2050. In Pfad II tritt eine durch Speicherung bedingte Verteuerung erst im Jahr 2050 mit rund 20 % auf.

Im Ausland erzeugter gasförmiger Wasserstoff kostet als Endenergie rund 0,26 bis 0,28 DM/kWh im Jahr 2025 und 0,24 DM/kWh im Jahr 2050 (Varianten A und D, beide Pfade), im Inland erzeugter Wasserstoff dagegen 0,34 bis 0,37 DM/kWh im Jahr 2025 (nur Pfad I) und 0,28 bis 0,31 DM/kWh im Jahr 2050. Entscheidender Kostenfaktor ist die Auslastung der Elektrolyse, die im Inland wesentlich ungünstiger als im Ausland ist.

Die Bereitstellung von regenerativer Wärme ist über dezentrale Anlagen am kostengünstigsten (vgl. Tab. 4.3). Die Mischkosten der Wärme steigen daher mit wachsendem Wasserstoffanteil von 0,08 DM/kWh im Jahr 2005 im Pfad I auf 0,1 bis 0,16 DM/kWh im Jahr 2025 und nur noch leicht auf 0,16 bis 0,17 DM/kWh im Jahr 2050. Wegen der höheren Anteile direkter regenerativer Wärme in Pfad II liegen die Mischkosten der Wärmeerzeugung im Jahr 2025 bei 0,11 bis 0,13

Tabelle 4.4

Spezifische Gesamtkosten[1]) der regenerativ erzeugten Endenergie in DM (1988)/kWh_{el} bzw. kWh_{th}

— Hauptpfad I —

	Jahr 1988[2])		Jahr 2005	
Strom, gesamt	0,090		0,138	
Wärme, gesamt	0,042		0,081	
— Strom	0,090		0,138	
— Wasserstoff	—		—	
— direkte Wärme	0,040		0,077	
Treibstoff (LH_2)	0,100		—	
Mittelwerte Endenergie	0,064		0,093	
Jahr 2025	A	B	C	D
Strom, gesamt	0,280	0,195	0,175	0,276
Wärme, gesamt	0,139	0,160	0,150	0,151
— Strom	0,280	0,195	0,175	0,276
— Wasserstoff	0,264	0,373	0,335	0,257
— direkte Wärme	0,089	0,089	0,089	0,089
Treibstoff (LH_2)	0,270	0,270	0,270	—
Mittelwerte Endenergie	0,191	0,184	0,172	0,187
Jahr 2050	A	B	C	D
Strom, gesamt	0,340	0,311	0,287	0,339
Wärme, gesamt	0,158	0,172	0,164	0,172
— Strom	0,340	0,311	0,287	0,339
— Wasserstoff	0,237	0,305	0,282	0,236
— direkte Wärme	0,104	0,104	0,104	0,104
Treibstoff (LH_2)	0,329	0,329	0,329	0,227
Mittelwerte Endenergie	0,245	0,245	0,235	0,222

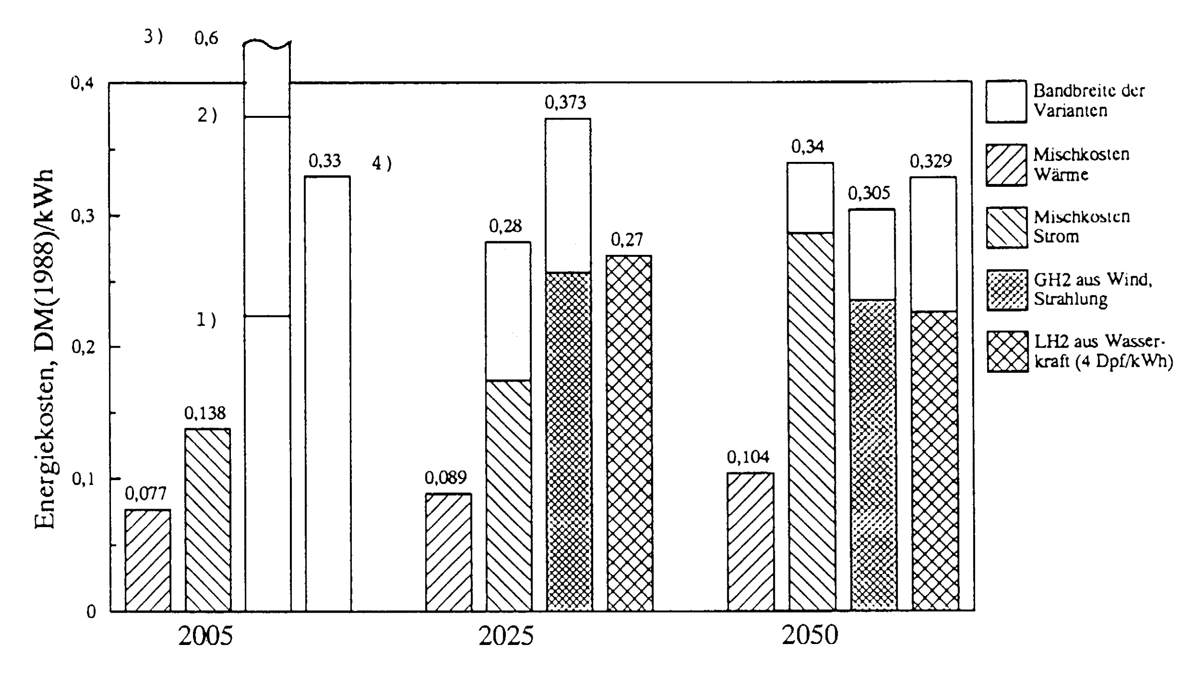
— Hauptpfad II —

	Jahr 1988[2])		Jahr 2005	
Strom, gesamt	0,090		0,136	
Wärme, gesamt	0,042		0,082	
— Strom	0,090		0,136	
— Wasserstoff	—		—	
— direkte Wärme	0,040		0,074	
Treibstoff (LH_2)	0,100		—	
Mittelwerte Endenergie	0,064		0,095	
Jahr 2025	A	B	C	D
Strom, gesamt	0,160	0,171	0,167	0,160
Wärme, gesamt	0,114	0,105	0,104	0,133
— Strom	0,160	0,171	0,167	0,160
— Wasserstoff	0,275	—	—	0,280
— direkte Wärme	0,089	0,089	0,089	0,089
Treibstoff (LH_2)	0,270	0,270	0,270	—
Mittelwerte Endenergie	0,142	0,140	0,138	0,143
Jahr 2050	A	B	C	D
Strom, gesamt	0,206	0,182	0,172	0,206
Wärme, gesamt	0,155	0,166	0,161	0,173
— Strom	0,206	0,182	0,172	0,206
— Wasserstoff	0,245	0,408	0,391	0,239
— direkte Wärme	0,104	0,104	0,104	0,104
Treibstoff (LH_2)	0,320	0,320	0,320	0,227
Mittelwerte Endenergie	0,210	0,215	0,209	0,186

[1]) einschl. Verteilung bis auf Feinverteilerebene (Haushalte, Kleinverbraucher, Tankstellen)
[2]) Mittelwerte gegenwärtiger Kosten; bei Strom Erzeugungs- u. Verteilungskosten, bei Wärme Mischkosten aus Heizöl u. Gas; bei Treibstoffen Mischkosten aus Benzin u. Diesel; fossile Energien einschl. Verbrauchssteuern, **ohne** MWSt.

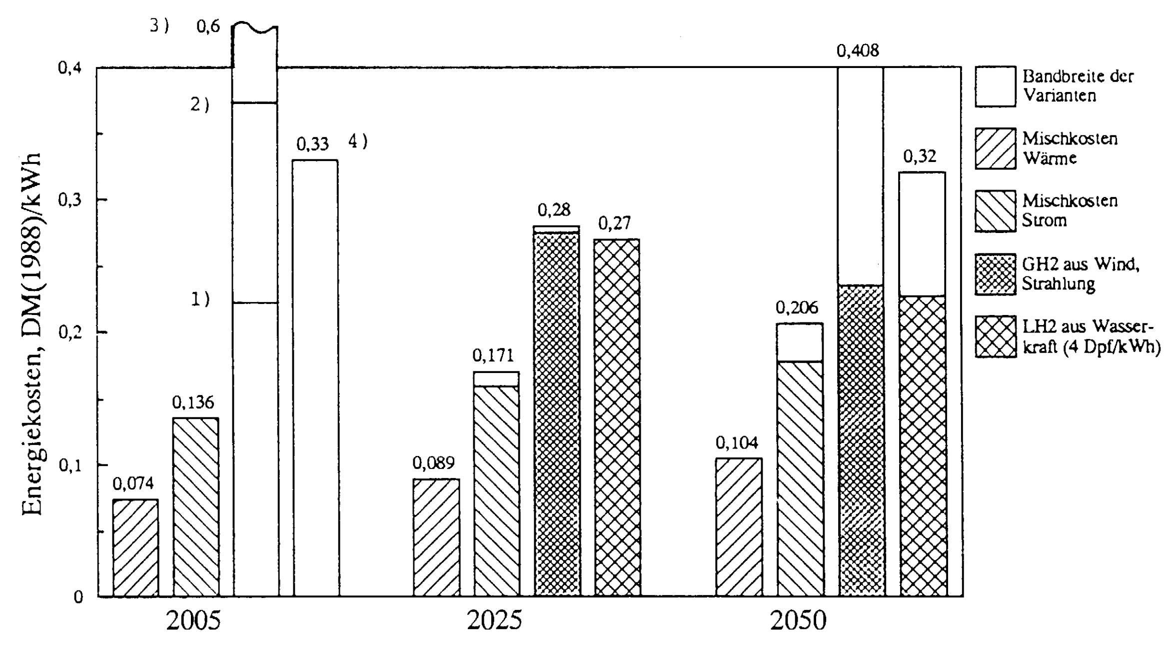
Abbildung 4.3

Gestehungskosten regenerativer Energien im Hauptpfad I beim Endverbraucher (Feinverteilung) in DM (1988) kWh (4 %/a Zins)



[1]) GH2 aus Wind, Inland
[2]) GH2-Import
[3]) GH2 aus PV, Inland
[4]) LH2 aus Wasserkraft (4 Dpf/kWh)

Gestehungskosten regenerativer Energien im Hauptpfad I beim Endverbraucher (Feinverteilung) in DM (1988) kWh (4 %/a Zins)



[1]) GH2 aus Wind, Inland
[2]) GH2-Import
[3]) GH2 aus PV, Inland
[4]) LH2 aus Wasserkraft (4 Dpf/kWh)

DM/kWh und erreichen erst im Jahr 2050 das Niveau der Kosten in Pfad I (Abb. 4.3 unten).

Die Treibstoffbereitstellung durch Flüssig-Wasserstoff basiert im Jahr 2025 vollständig auf kostengünstiger Elektrizität aus Wasserkraft von 0,04 DM/kWh. Dies führt zu Energiekosten frei Tankstelle von 0,27 DM/kWh. Alle Elemente der Energieflußkette (Elektrolyse und Verflüssigung, Ferntransport, Verteilung) tragen etwa zu gleichen Teilen zu diesen Kosten bei. Durch technische Verbesserungen verringern sich diese LH_2-Kosten auf 0,23 DM/kWh (Variante D in beiden Pfaden) im Jahr 2050. Eine zusätzliche LH_2-Produktion mit solarer Elektrizität (Stromgestehungskosten 0,10 DM/kWh in Nordafrika) im Jahr 2050 führt zu teureren Mischkosten von LH_2 von 0,32 bis 0,33 DM/kWh.

Die mittleren Kosten der Endenergie weichen in den Varianten um maximal 11 % von der Referenzvariante A ab (Tab. 4.4). Kombiniert man die kostengünstigeren Varianten C und D, so erhält man eine Annäherung an eine kostenoptimale Struktur. Sie ist gekennzeichnet durch

— möglichst geringe Batteriespeicherung im Inland

— möglichst geringe Wasserstoffrückverstromung

— LH_2-Produktion nur mittels Wasserkraft

— Stromimport mit möglichst hoher Direktnutzung

— Direktnutzung importierten Wasserstoffs als Brennstoff.

Es gelingt dadurch, die Kosten für Strom (Endenergie) im Jahr 2050 um bis zu 23 % auf 0,22 DM/kWh_e zu senken, diejenigen für Wasserstoff (Endenergie) um 9 %. Damit liegt diese günstige Aufbauvariante hinsichtlich der mittleren Energiekosten um 20 % unter der Referenzvariante A.

Die zukünftige Kostenentwicklung einer Reihe von Technologien ist mit großen Unsicherheiten behaftet. Werden generell für alle Schlüsseltechnologien, die als sicher erreichbar angesehenen Kosten des Jahres 2005 erst 2025 bzw. 2050 verwirklicht, so wäre das mittlere Kostenniveau regenerativer Endenergie in diesem pessimistischen Fall im Jahr 2025 um 50 % und im Jahr 2050 um 90 % höher als in der jeweiligen Referenzvariante.

Setzt man gegenüber der Referenzvariante A allein für die Photovoltaik günstigere Kosten an (2000 DM/W in 2050) /Odgen, 1989/, so lassen sich in diesem optimistischen Fall die mittleren Kosten der jeweiligen Aufbauvarianten um 7 bis 8 % unterschreiten. In der günstigsten Kombination der Varianten C und D läge damit das mittlere Kostenniveau um 25 % unter demjenigen der Referenzvariante.

4.4 Wirtschaftlichkeit solarer Energieversorgungssysteme

Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der untersuchten solaren Energiesysteme müssen insbesondere vier Problembereiche herangezogen werden:

— Potentiale und Kosten von Alternativen (weitere Energieeinsparungen, andere Kombinationen CO_2-freier Energieträger),

— die gesamten volkswirtschaftlichen Kosten aller Optionen, d.h. die Ermittlung und Einbeziehung aller externer Kosten der Energiewandlung und -nutzung,

— die Ansätze für Zinsen und Abschreibungsdauer,

— die Bewertung der an sich kostenfreien oder sehr kostengünstigen Primärenergien „Solarstrahlung" und „Wasserkraft".

Die Alternativen

Die volkswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit der Nutzung solarer Energiesysteme läßt sich nur vollständig beurteilen, wenn auch Potentiale und Kosten vergleichbarer Energiesysteme mit hinreichender Sicherheit bekannt sind. Im Rahmen der Vorgaben für die CO_2-Emissionen sind konkurrierende Alternativen einer solaren Energiewirtschaft vorstellbar. Für Hauptpfad I (keine weitere Kernenergienutzung) kommen in Frage:

— Nahezu ausschließlich fossile Energieversorgung unter starker Bevorzugung des Erdgases sowie Rückhaltung und Ablagerung von CO_2, kombiniert mit sehr starker Energieeinsparung.

— Sehr starke Ausnutzung von Biomassen (Energieplantagen) kombiniert mit geringen Anteilen fossiler Energie und starker Energieeinsparung.

Für Hauptpfad II (weitere, verstärkte Kernenergienutzung) ergeben sich folgende Möglichkeiten:

— Vernetzte fossilnukleare Energiesysteme unter Verringerung oder völliger Rückhaltung und Ablagerung von CO_2 kombiniert mit Energieeinsparungen.

— Starker Ausbau der Kernenergie und Verringerung von CO_2-Emissionen durch entsprechende Reduktion fossiler Energien kombiniert mit Energieeinsparungen.

Für diese Alternativen oder Kombinationen davon wurden in dieser Untersuchung keine Daten ermittelt, so daß die Wirtschaftlichkeitsanalyse hier an eine Grenze stößt. Gezeigt werden kann nur, wie hoch die Preise fossiler Energieträger steigen müßten, damit die Endenergien Strom, Treibstoffe und Wärme jeweils zu gleichen Kosten angeboten werden können („break-even-Analyse").

Externe Kosten

Vergleiche zur Wirtschaftlichkeit von Energiesystemen sind nur vollständig, wenn auch alle Schadens- und Folgekosten der Energiewandlung und -nutzung in die Betrachtung einbezogen werden. Die Unsicherheit über den Charakter und die Höhe dieser Kosten ist nach wie vor außerordentlich groß. Prinzipiell dürften externe Kosten nicht vollständig erfaßbar und insbesondere bewertbar sein. Aus der Analyse vorliegender Studien zeigt sich, daß es bisher nicht möglich ist, externe Kosten so zu konkreti-

sieren, daß sie in eine längerfristige Wirtschaftlichkeitsberechnung einbezogen werden könnten. Insbesondere zu den externen Kosten von CO_2-Emissionen liegen keine Untersuchungen vor. Treffen die Erkenntnisse über den „Treibhauseffekt" zu, wovon mit ständig wachsender Sicherheit ausgegangen werden kann, so dürften sie sich als prohibitiv hoch herausstellen. Konsequenterweise müssen sie daher „vorsorglich" verhindert bzw. reduziert werden.

Andererseits kann davon ausgegangen werden, daß die externen Kosten solarer Energiesysteme deutlich niedriger liegen als die fossiler und nuklearer Energiesysteme, da nahezu alle Umweltbelastungen durch Brennstoffbeschaffung, Emissionen und Entsorgung von Brennstoffen wegfallen und kein oder nur ein niedriges Risikopotential vorhanden ist. Diese vermuteten, jedoch derzeit nicht eindeutig quantifizierbaren Kostendifferenzen stellen einen volkswirtschaftlichen Wettbewerbsnachteil für solare Energiesysteme dar, der durch (teilweise) Berücksichtigung der externen Kosten in Form von Preisanhebungen der Konkurrenzenergien ausgeglichen werden kann. Als Leitgröße kann dazu ein „CO_2-Preis" angesetzt werden, da die externen Kosten der CO_2-Emissionen um ein Vielfaches höher sein dürften als die übrigen externen Kosten fossiler Energienutzung. Den unterschiedlichen Positionen zur Nutzung der Kernenergie wird durch die beiden Hauptpfade Rechnung getragen werden. Der Verzicht auf die Kernenergie im Hauptpfad I kann mit prohibitiv hohen externen Kosten begründet werden, die eine Nutzung verbieten. Im Hauptpfad II werden die externen Kosten der Kernenergie als gesellschaftlich akzeptabel bzw. niedriger als diejenigen fossiler Energiesysteme eingeschätzt, so daß ihre Nutzung vertretbar ist.

Die nicht konkretisierbaren Aussagen zu externen Kosten der Energieversorgung schränken die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit von Energiesystemen weiter ein.

Zinsen und Abschreibungsdauern

Für die Kostenermittlung wurden die erwartete wirtschaftliche Nutzungsdauer und ein realer Zinssatz von 4 %/a zugrunde gelegt. Sie ist somit mit den Kostenkalkulationen in den Studien der Klima-Enquete-Kommission identisch. Eine solche „volkswirtschaftliche" Kostenrechnung muß beim Vergleich kapitalintensiver Energiesysteme (solare Systeme) mit wesentlich weniger kapitalintensiven (z.B. Importöl) die tatsächliche wirtschaftliche Nutzungsdauer als Bezugsgröße heranziehen. Auch niedrige Zinsen sind aus volkswirtschaftlicher Sicht angemessen, da ein solches Energiesystem zur Diversifizierung des Energiesystems beiträgt und damit das gesamtwirtschaftliche Risiko mindert.

Für Investitionsentscheidungen eines privaten Investors sind dagegen die jeweils üblichen nominalen Zinssätze und betriebswirtschaftlichen Abschreibungsdauern von Bedeutung. Energiegestehungskosten wurden daher teilweise auch mit dieser „betriebswirtschaftlichen" Kostenrechnung dargestellt, wobei von einem nominalen Zinssatz von 8 % und einer Abschreibungsdauer, die gleich der halben wirtschaftlichen Nutzungsdauer ist, ausgegangen wurde. Diese „betriebswirtschaftlichen" Kosten fallen um rund 60 — 65 % höher aus als die „volkswirtschaftlichen" Kosten.

Bewertung der erneuerbaren Primärenergien

Bei einer globalen Strategie der CO_2-Minderung werden C-freie Energiesysteme wertvoller, da die Nachfrage nach ihnen steigt. Es ist daher davon auszugehen, daß die Anbieter größerer Potentiale erneuerbarer Energiequellen (z.B. einstrahlungsreiche Gebiete, Länder mit großen Wasserkraftpotentialen) versuchen werden, neben angemessenen Gewinnen Preise für die Abgabe von solaren Energien durchzusetzen, die über den Gestehungskosten liegen („CO_2-Rente"). Diese zusätzlichen Zahlungen an die Anbieter-Länder können unterschiedlich hoch sein und sehr verschiedenartige Formen annehmen. Weder Gewinne noch CO_2-Renten wurden bei der Kostenermittlung für die solaren Energien berücksichtigt.

Vergleichskosten fossiler Energien

Zum Vergleich der solaren Endenergieformen: Direkte Wärme (aus Kollektoren, Biomasse u.ä.; auf Endenergieäquivalent umgerechnet) sowie Wasserstoff (als Brenn- und Treibstoff) mit den entsprechenden Endenergieträgern auf fossiler Basis kann direkt auf die gegenwärtigen Preise fossiler Energien zurückgegriffen werden. Für die Wärmeerzeugung sind dies ca. 0,04 DM/kWh (Mischwert aus leichtem Heizöl und Erdgas für Haushalte; ohne MWSt; 1987; entsprechend 40 Dpf/l Heizöläquivalent) und für Treibstoffe 0,037 DM/kWh (Mischwert aus Normal-, Superbenzin und Diesel; ohne Verbrauchssteuern und MWSt; entsprechend 34 Dpf/l Benzinäquivalent; mit Verbrauchssteuern ca. 90 Dpf/l).

Bei Elektrizität sind unmittelbare Vergleiche nur bedingt möglich (z.B. auf Basis der Ergebnisse in Tab. 4.4), da auf die unterschiedliche Verfügbarkeit von Strom aus Photovoltaik und Wind einerseits und aus konventionellen Energieträgern andererseits Rücksicht genommen werden muß. Die Aufwendungen für erhöhte Speicherung sind (je nach Variante in unterschiedlich hohem Maße) bereits in den Kosten solaren Stroms enthalten (Tab. 4.4, Abb. 4.3). Darüber hinaus verlagert sich der Betrieb konventioneller Kraftwerke verstärkt zur Spitzenlastdekkung und Reservehaltung, was ihre Auslastung bei Vordringen der regenerativen Stromerzeugung verringert und damit tendenziell zu höheren Stromerzeugungskosten führt. Das Ausmaß dieser Erhöhung hängt u.a. davon ab, welcher Beitrag an gesicherter Leistung den regenerativen Energiequellen zugestanden wird und welcher Lastverlauf der Stromnachfrage angenommen wird. Zu ersterem liegen derzeit lediglich Abschätzungen mit einer größeren Bandbreite vor. In dieser Untersuchung wurde relativ vorsichtig nur für Windenergie ein Leistungsbeitrag von 10 % der installierten Leistung angenommen. Im Hauptpfad II verringert sich die Auslastung der Kohlekraftwerke zusätzlich wegen des Vordringens der Kernenergie.

Aussagekräftige Vergleiche der Stromkosten sind daher nur auf der Basis kompletter Stromversorgungssysteme möglich, die — auf der Basis gleicher Versorgungssicherheit – jeweils kostenoptimal ausgelegt werden. Näherungsweise wurde daher in dieser Untersuchung der ermittelten Kraftwerksstruktur der Varianten unter Einschluß regenerativer Energiequellen ein pfadspezifischer „Referenzkraftwerkspark" gegenübergestellt, der an erneuerbaren Energien lediglich den Beitrag der jetzigen Wasserkraftnutzung enthält. Die technischwirtschaftlichen Parameter der Kraftwerke, die diesen „Referenzkraftwerkspark" bilden, enthalten u.a. die Annahme, daß die Kosten (mit Ausnahme der fossilen Brennstoffkosten) über den gesamten Betrachtungszeitraum real konstant bleiben (Steinkohle GuD: 1950 DM/kW_e; Gas GuD[1]): 900 DM/kW_e; Gasturbine: 385 DM/kW_e; Leichtwasserreaktor: 3640 DM/kW_e, Urankosten 100 DM/t SKE Primärenergieäquivalent). In der „break-even"-Analyse wird ermittelt, bei welchen Preisen der fossilen Einsatzenergie (Kohle, Erdgas) die Stromerzeugungskosten des Referenzkraftwerksparks denjenigen der jeweiligen Aufbauvariante der solaren Energieversorgung entsprechen würden. Ausgangskosten für die Einsatzenergie in 1988 sind für Kohle (Import) 115 DM/t SKE = 0,014 DM/kwh_{th} und für Erdgas 170 DM/t SKE = 0,020 DM/kwh_{th}.

Tabelle 4.5

Break-even-Preise für regenerative Energiesysteme entsprechend der Aufbauvarianten A bis D; Indexwerte (1988 = 1) für die Jahre 2005, 2025 und 250

	Marktpreise[1]) 1988	Break-even-Preise 2005	2025	2050
Direkte regenerative Wärmeerzeugung	1	2	2,3	2,7
Einsatzenergien (Importkohle, Erdgas) zur Stromerzeugung	1[2])	1,5–2	5–7[3])	7–8[3])
Solarer Wasserstoff als Brennstoff	1	n. v.	6–9	6–8
Solarer Wasserstoff als Treibstoff[4])	1	n. v.	7,5	6–9

n. v.: nicht oder nur in geringem Umfang eingesetzt
[1]) ohne Steuern
[2]) Mischwert aus Importkohle und Erdgas (1988 = 0,017 DM/kWh_{th})
[3]) einschließlich der Speicherung fluktuierender Energie
[4]) hauptsächlich mittels Strom aus Wasserkraft (0,04 DM/kWh_e)

Legt man bei der Ermittlung der Kosten der regenerativen Energien die volkswirtschaftliche Berechnung (4 % Zins, Lebensdauer = Abschreibungsdauer) zugrunde, so müßten die Preise der fossilen Energieträger auf das in Tab. 4.5 angegebene Niveau steigen, damit mittels regenerativer Energien Endenergie (Strom, Wärme, Treibstoffe) zu denselben Kosten wie auf fossiler Basis bereitgestellt werden können.

[1]) kombinierter Gas-Dampf-Prozeß zur Stromerzeugung

Die Bandbreite ergibt sich aus den unterschiedlichen Strukturen der Aufbauvarianten. Optimierte Strukturen können die unteren Werte erreichen. Das mittlere Stromkostenniveau steigt geringer als die Preise der Einsatzenergien. Es liegt im Hauptpfad I im Jahr 2005 beim 1,5-fachen, im Jahr 2025 beim 2,3- bis 2,6-fachen und im Jahr 2050 beim 3,3- bis 4-fachen der heutigen Gestehungskosten (einschl. Verteilung) von rund 0,09 DM/kWh_e (volkswirtschaftliche Rechnung). Die entsprechenden Werte für den Hauptpfad II lauten 1,5-fach (2005), 1,8- bis 2-fach (2025) und 2,2- bis 2,5-fach (2050).

Insgesamt zeigt sich, daß der wichtige Einstieg in solare Energiesysteme bis zum Jahr 2005 durch eine ungefähre **Verdopplung** des heutigen Preisniveaus fossiler Energien erreicht werden könnte. Dies entspricht näherungsweise einem CO_2-Aufschlag von 200 DM/t CO_2 auf die gegenwärtigen Preise (vgl. Kap. 7: Handlungsempfehlungen).

5. Wesentliche Realisierungserfordernisse und Folgen der Aufbaustrategien

5.1 Technische Erfordernisse und Folgen

5.1.1 Entwicklung der Komponenten

Alle unverzichtbaren Basiskomponenten haben ihre grundsätzliche Machbarkeit bewiesen und existieren zumindest als Pilotanlage in technischem Maßstab. Die Realisierbarkeit der Strategien hängt nicht mehr von grundlegenden technischen Durchbrüchen ab. Der Entwicklungsstand der einzelnen Komponenten ist sehr unterschiedlich. Er reicht von Versuchsanlagen z.B. bei solarangepaßten Elektrolyseuren bis zu kommerziell betriebenen Anlagen im Bereich der Windenergie und solarthermischen Kraftwerken. Bei den meisten Komponenten besteht vor allem noch Entwicklungsbedarf in der Systemtechnik, d. h. dem Zusammenwirken von Stromerzeugung, Stromwandlern, Elektrolyseuren, der gegenseitigen Anpassung und der Regelungs- und Steuerungstechnik.

5.1.2 Produktion von Anlagen

Die entscheidende Herausforderung der hier diskutierten Aufbaustrategien liegt darin, in relativ kurzer Zeit bereits verfügbare, herstellbare Produkte in schnell wachsenden Mengen kostengünstig bereitzustellen. Bei einigen Produkten wie PV-Modulen, Spiegeln oder Solarkollektoren reicht selbst die gegenwärtige weltweite Produktionskapazität bei weitem nicht aus, den erwarteten Bedarf zu decken. Die technische Aufgabe besteht bei diesen Produkten vor allem darin, Produktionsanlagen aufzubauen und einen weitgehend automatisierten, rationellen

Fertigungsprozeß zu installieren. Die Erfahrungen müssen sehr schnell aufgearbeitet werden, um in den in kurzen Abständen zu bauenden Fabriken jeweils verbesserte Prozesse einsetzen zu können. Zum Teil, wie bei Windenergiekonvertern, kann aber auch auf die Produktionskapazität verwandter Technologien, wie z. B. für Groß- und Kleinmotoren, Generatoren usw. zurückgegriffen werden.

Ungewöhnliche Anforderungen an die Dynamik einer Volkswirtschaft stellt die zeitliche Nähe der **Ausbauziele** der Szenarien für eine Reihe solarer Technologien. Innerhalb von rund 10 Jahren werden in den Aufbaustrategien die Produktionskapazitäten der dezentralen Solartechnologien (im Beispiel Windenergie (WEK), Flachkollektoren und Biogasanlagen) auf ihren angenommenen Maximalwert gesteigert. Weitere haben zwar längere Anlaufzeiten, wie Photovoltaik oder Elektrolyse, verlangen aber dieselbe (logistische) Wachstumsdynamik über einen längeren Zeitraum, um die Ausbauziele der Aufbaustrategien zu erreichen.

Die hier unterstellte Aufbaudynamik ist in der Vergangenheit nur unter sehr günstigen Randbedingungen (vergl. Kernenergieprogramm in Frankreich), oder nur kurzzeitig (nach Konjunktureinbrüchen, bei völlig neuen Produkten ohne Konkurrenzsituation) erreicht worden. Im allgemeinen ist über längere Zeiträume eher eine Anstiegsrate mit abflachender Zunahme vergleichbar derjenigen der Automobilindustrie typisch.

Wird dieses in der Vergangenheit beobachtete Verhalten auf die Ausbauziele der Szenarien übertragen, so kann die angenommene Umgestaltung der Energieversorgung aus produktionstechnischen Gesichtspunkten zwar hinsichtlich der absoluten Produktionsraten der Technologien sehr wahrscheinlich verwirklicht werden, ist aber ohne erhebliche Eingriffe nicht in den genannten Zeiträumen erreichbar. Weiterhin verlangen die in den Aufbaustrategien gesetzten Zeitpunkte, daß unmittelbar in den nächsten fünf Jahren mit den Vorbereitungen für eine dynamische Markteindringung der solaren Technologien begonnen wird.

In Pfad II läuft dieser Substitutionsprozeß in Richtung erneuerbarer Energiequellen insgesamt langsamer ab, ein Teil der Wachstumsdynamik wird jedoch auf die Kernenergie verlagert, deren maximale Produktionsraten nach dem Jahr 2025 rund 3 GW_e/a (1 GW_e Neubau, 2 GW_e Ersatz bei 30 Jahren Nutzungsdauer) betragen würden.

Die Gegenüberstellung der Absoluthöhe der Produktionsraten mit bereits etablierten Technologien (Tab. 5.1) zeigt, daß die solaren Technologien im weitgehend ausgebautem Zustand unkritisch sind im Vergleich zu gegenwärtigen Produkten und Energietechnologien. Das herausragende Vergleichs-

Tabelle 5.1

Maximale Produktionsraten und deren maximales Wachstum für ausgewählte Produkte in der Bundesrepublik Deutschland

	Produktionsrate konventioneller Produkte[4])			In den Aufbaustrategien zugrunde gelegte Produktionsraten[5])	
	Produktion/a	Wachstum %/a[2]), [3])		Produktion/a	Wachstum %/a[2]), [3])
Personen-/Kombikraftwagen	4,3 × 10^6 St. (= 215 GW[1]))	108/40	Flachkollektoren	23 × 10^6 m^2	50/45
Transformatoren > 110 kV	25 GW_e	79/56	Biogasanlagen	6 250 St.	64/42
Kraftwerke BRD	8 GW_e		Windenergieanlagen	0,6 GW_e (= 1 200 St.)	51/18
Kernkraftwerke Frankreich	7,5 GW_e		Photovoltaik	13,5 GW_e (100 × 10^6 m^2)	54/49
Dampfturbinen	23 × 10^6 t	54/28	Solarthermische Kraftwerke	2,3 GW_e (15 × 10^6 m^2)	125/14
Hochspannungsleitungen	4 500 km		Elektrolysen	6,1 GW_e	86/64
Radiatoren und Plattenheizkörper	33 × 10^6 m^2	48/41	Stromfernübertragung	4 000 km	47/31
Flachglas	75 × 10^6 m^2	39/26	Kernkraftwerke gesamt BRD	3 GW_e	(Pfad II)

[1]) Mechanische Leistung bei einer mittleren Leistung von 50 kW/Pkw
[2]) Bei Solartechnologien Mittelwert über 5 Jahre
[3]) Höchste/zweithöchste Wachstumsrate der Produktion
[4]) Im Zeitraum 1950–1989; Quelle: Statistische Jahrbücher 1950–1989
[5]) Im Zeitraum 1990–2050

produkt ist in diesem Zusammenhang heute das Kraftfahrzeug, dessen derzeitige Jahresproduktion von 4,3 Millionen Fahrzeugen einer jährlichen Leistung von 215 GW entspricht (dem gut Zweifachen der gesamten, in der Bundesrepublik Deutschland installierten Kraftwerksleistung).

Die obige Aussage gilt aber auch für die jährlich produzierten Sammlerflächen (Solarzellenmodule, Flachkollektoren, Spiegel) im Vergleich zur Produktion von Flachglas oder Plattenheizkörpern. Bei im Ausland installierten Solaranlagen wurde unterstellt, daß sie vollständig in der Bundesrepublik Deutschland produziert werden; realistischerweise wird aber ein Teil dieser Produktion im Standortland selbst stattfinden, so daß es sich in jedem Fall um Obergrenzen handelt.

Der Vergleich der höchsten mit der zweithöchsten Wachstumsrate der Produktion weist darauf hin, wie rasch von sehr hohen Raten zu einer gemäßigteren Entwicklung übergegangen wird.

Abb. 5.1 zeigt die errechneten Bestandswerte für einige Solartechnologien (Jahr 0 = 1990) im Vergleich zur Entwicklung des PKW-Bestandes in der Bundesrepublik Deutschland (Jahr 0 = 1952, Maximalbestand für 2002 mit 33 × 10^6 Stück angenommen) und dem Ausbau der Kernenergie in Frankreich (Jahr 0 = 1967) bis 1988.

Die Entwicklungsgeschwindigkeit der Solartechnologien muß in seiner Dauer (30 — 40 Jahre) mit dem des Automobils verglichen werden, wobei jedoch insbesondere in den ersten Jahren ihrer Marktentwicklung Flachkollektoren, Biogasanlagen und die Photovoltaik sehr viel rascher wachsen müßten. Die Zubauraten für Windenergieanlagen und für Elektrolyseure entsprechen andererseits recht genau der Wachstumsdynamik des PKW-Bestand in den 80er Jahren.

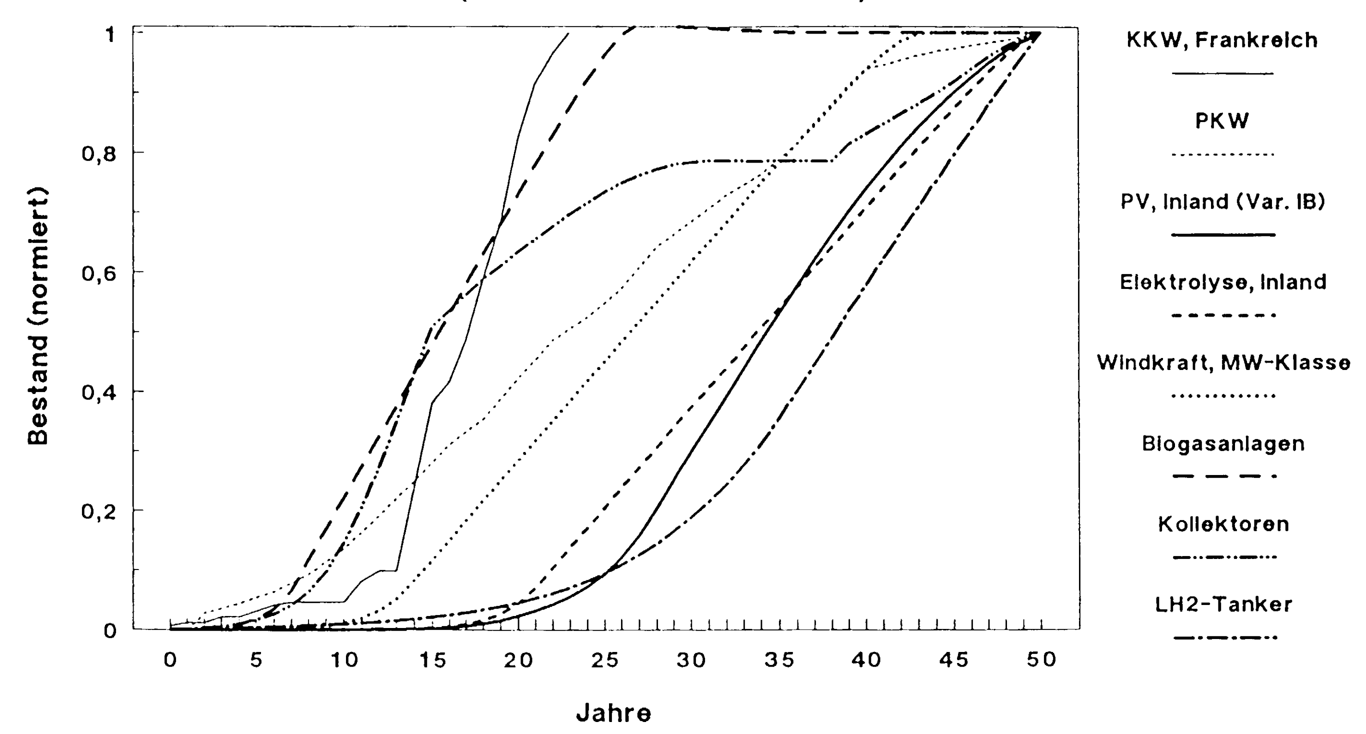
Die sehr steilen Wachstumsverläufe (sie sind ein Maß für die Wachstumsgeschwindigkeit) bei Flachkollektoren und Biogasanlagen haben ein Gegenstück in der Dynamik des französischen Atomprogramms; von 1966 bis 1989 wurden 53 GW_e einer neuen Technologie zugebaut. Denselben Zubau von Kraftwerksleistungen solarer Technologien bestehend aus 13 GW_e Windenergieanlagen und 42 GW_e PV-Anlagen, erfordert die Zielvorgabe des Hauptpfades I bis zum Jahr 2025, also innerhalb 35 Jahren.

5.1.3 Installation

Das Erreichen der für das Jahr 2005 geforderten Reduktion des Heizungsenergieverbrauchs setzt voraus, daß jährlich ca. 1 Mio. Wohnungen saniert und ca. 340.000 Neubauwohnungen mit stark verbessertem Wärmeschutz erstellt werden können. Der heu-

Abbildung 5.1

Bestandsentwicklung verschiedener Solartechnologien und Vergleich mit der Bestandsentwicklung von PKW (BRD) und KKW (Frankreich) (normiert auf den max. Bestand)



[1]) PKW-Bestand von 1952–1988
Quelle: Statistisches Jahrbuch; Werte für 1989–2002 geschätzt
[2]) Kernkraftwerke, Frankreich 1987–1988
Quelle: Atomwirtschaft 3/89

tige Ausbildungsstand von Architekten, Bauingenieuren und des Bau- und Ausbauhandwerks ist für Bau- und Installationsmaßnahmen, insbesondere bei den dezentralen Techniken, unzureichend. Auch mengenmäßig verfügen viele Handwerksbetriebe (z. B. Dachdecker- und Fassadenbetriebe) nicht über die erforderlichen Arbeitskräfte.

Für die Installation von thermischen Solarkollektorsystemen und ihre Kopplung mit konventionellen Heizsystemen existieren zwar die entsprechenden Systemlösungen, das Wissen darüber und entsprechende Erfahrungen sind jedoch bei Heizungs- und Klimatechnikern nur vereinzelt vorhanden. In noch stärkerem Maße gilt dies für die Installation dezentraler PV-Anlagen und ihre Kopplung mit dem Verbundnetz.

Für die Installation von Großanlagen, wie große PV-Felder oder auch solarthermische Kraftwerke, ist das Know-how in wenigen großen Firmen konzentriert und kann an neu einzustellende Mitarbeiter oder Tochterfirmen direkt weitergegeben werden. Die Ausbildungserfordernisse sind hier deshalb leichter zu erfüllen.

5.1.4 Betrieb und Wartung

Regenerative Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen haben gegenüber konventionellen Anlagen den Vorteil, daß zum Großteil aufwendige Betriebseinrichtungen für Brennstoffbevorratung und -handhabung (z.B. Kohle) entfallen. Dies vereinfacht tendenziell den Betrieb von solaren Anlagen.

Die Techniken zur dezentralen Nutzung der Sonnenenergie sind heute bereits weitgehend Stand der Technik. Für den Betrieb von Müllkraftwerken oder Deponiegasanlagen liegen langjährige Erfahrungen vor. Biogas- und Biomasseanlagen befinden sich im Demonstrationsstadium und in kleiner Zahl im praktischen Einsatz. Ziel ist es, den Betrieb so weit wie möglich zu automatisieren sowie die fachgerechte Wartung solcher Anlagen für den erfolgreichen Dauerbetrieb durch ein zuverlässiges Servicenetz der Anlagenhersteller zu gewährleisten.

Thermische Solarkollektoren in Ein- und Zweifamilienhäusern werden seit mehr als 10 Jahren vollautomatisch, meist gekoppelt mit konventionellen Heizungen, betrieben. Entwicklungs- und Optimierungsbedarf besteht noch im Bereich der Regelung, der Kopplung mit dem Back-Up-System und der automatischen Überwachung (Lecks, Überhitzung, Überdruck). Die Wartung der Anlagen birgt keine technischen Probleme. Dezentrale PV-Anlagen auf Dächern oder Fassaden werden derzeit in zahlreichen Pilotanlagen erprobt. Für eine weitere Verbreitung dieser Betriebsart müssen die Wechselrichter und die gesamte Regelung, d. h. die Stromeinspeisung ins Netz, noch technisch verbessert und billiger werden.

Der Betrieb zentraler PV-Anlagen in der Größenordnung von einigen MW Nennleistung in den USA verläuft unproblematisch, die höchsten Anforderungen stellen die Regelungstechnik und die Anbindung an das Wechselstromnetz.

Auch der Betrieb von Windenergiekonvertern wirft keine grundsätzlichen Probleme mehr auf und ist vollständig automatisierbar. Das Problem der Integration einer großen Zahl von WEK in ein Verbundnetz und ihre zentrale Überwachung muß ausgehend von den Erfahrungen mit Windparks gelöst werden.

An die solarthermischen Kraftwerke werden bezüglich der Wartung vergleichbare Anforderungen zu denen eines konventionellen Wärmekraftwerkes gestellt. Für Parabolrinnenkraftwerke sind aus dem kommerziellen Betrieb über mehrere Jahre hinweg schon Erfahrungen vorhanden. Weitgehend Neuland ist jedoch die Entwicklung von großen thermischen Speichern und die optimale Fahrstrategie für Kraftwerke mit derartigen Großspeichern.

Ebenfalls noch nicht Stand der Technik ist der intermittierende Betrieb von Elektrolyseuren, da Elektrolyseure heute fast ausschließlich im Dauerbetrieb laufen und nur wenige Male im Jahr zu Wartungszwecken abgeschaltet werden. Im Solarbetrieb muß dafür gesorgt werden, daß der nächtliche Strombedarf für die erforderliche Aktivierung der Elektroden minimal bleibt, um aufwendige Speicher zu sparen.

5.2 Strukturelle Erfordernisse und Folgen

5.2.1 Gas- und Stromversorgung

Die leitungsgebundene Energieversorgung gewinnt angesichts der in beiden Energiepfaden unterstellten Substitutionsprozesse an Bedeutung. Die inländische Gasversorgung kann trotz des starken Rückgangs fossiler Energien insgesamt dem Umfang nach im wesentlichen aufrechterhalten werden und mit gleitenden Anteilen von Erdgas in Wasserstoff überführt werden. Dieser Umstellungsprozeß beginnt im Hauptpfad I nach 2010, im Hauptpfad II erst nach 2020. Insgesamt werden angesichts der bestehenden technischen und logistischen Erfahrungen beim Transport und der Verteilung von Gasen und der langfristig angelegten Einführung von gasförmigem Wasserstoff auf die Gasversorgung keine nennenswerten technischen oder strukturellen Umstellungsschwierigkeiten zukommen. Ein neues Element für die Gasversorgung ist lediglich durch die Einführung von Elektrolysen zur Wasserstofferzeugung im Inland gegeben (Variante B, C). Dabei ist eine Abstimmung zwischen der Gas- und Stromwirtschaft, die bei einer Wasserstoffversorgung verstärkt werden müßte, sicherzustellen.

Die Stromversorgung war in der Vergangenheit nur auf der Verbraucherseite mit schwankender und nur näherungsweise vorhersagbarer Stromnachfrage konfrontiert, die mit Anlagen gedeckt werden konnte, deren Betriebsverhalten weitgehend planbar war. Die Einbeziehung der fluktuierenden Energiequellen Strahlung und Windenergie fügt auf der Seite der Stromerzeugung nicht vorhersagbare und nur

kurzfristig einplanbare Elemente hinzu und stellt insgesamt höhere Anforderungen an den ständig erforderlichen Ausgleich von Angebot und Nachfrage. Folgende Auswirkungen sind zu erwarten:

— Die Auslastung konventioneller Kraftwerke verringert sich langfristig, ihre Aufgabe verlagert sich hin zu erhöhter Spitzenlastdeckung und Reservehaltung.

— An die Regelung konventioneller Kraftwerke werden höhere Anforderungen gestellt, wobei insbesondere Zeitintervalle von mehr als einer Stunde von Bedeutung sind, da kurzfristige Schwankungen vermutlich weitgehend durch eine weiträumige Nutzung der Solar- und Windenergie ausgeglichen werden. Ein Teil des Ausgleichs wird bereits auf lokaler Ebene (Nieder- und Mittelspannungsebene) möglich sein, ein wesentlicher Teil des tageszeitlichen Ausgleichs muß jedoch auf der Verbundebene geleistet werden, deren Bedeutung entsprechend zunimmt.

— Der Betrieb eines großen Strom-Verbundnetzes mit sehr hohen regenerativen und teilweise fluktuierenden Anteilen stellt neue Anforderungen an den Lastverteiler. Ein relativ kleiner konventioneller Teil muß die Versorgungssicherheit gewährleisten. Dafür müssen neue Regelstrategien entwickelt werden, die z.B. auch Wettervorhersagen und -beobachtungen im In- und Ausland (Stromimport) berücksichtigen. Es wurde angenommen, daß jeweils mindestens 25 % der mittleren Last konventionell gedeckt werden. Inwieweit die Frequenz und Netzstabilität dadurch beeinflußt werden, ist nach dem heutigen Kenntnisstand noch nicht abschließend zu beurteilen.

— Die Verbundnetze müssen wachsende Transportaufgaben für den mehr oder weniger stetigen Import solarer Elektrizität aus Südeuropa und Nordafrika übernehmen.

— Die Nachfrageprofile (Lastkurven) von Strom sind weitestmöglich an das „solare" Angebot anzupassen, um Speicher- oder Wasserstofferzeugungskapazitäten einzusparen.

— Aus dem verstärkten Ausbau der Nah- und Fernwärmeversorgung resultiert ein größerer Abstimmungsbedarf mit der Stromversorgung.

In struktureller Hinsicht folgt aus der zunehmenden Verknüpfung von Erzeugungsanlagen und Netzen eine vermehrte Abstimmung und Koordination zwischen allen Ebenen der Strom- und Wärmeerzeugung sowohl bei Planung und Aufbau der Anlagen wie bei ihrem sachgerechten Betrieb. Die Zahl der Akteure, insbesondere auf der dezentralen Ebene, wächst bedeutend. Die Mobilisierung der lokalen Potentiale erneuerbarer Energiequellen verlangt, daß insbesondere die Organisations- und Kostenvorteile integrierter Konzepte genutzt werden.

5.2.2 Dezentrale und zentrale Versorgungsstrukturen

Der Aufbau einer solaren Energiewirtschaft mit den drei „Säulen": Direkte solare Wärme, direkte solare Elektrizität und solarer Wasserstoff trägt sowohl zur Verstärkung dezentraler wie zentraler Strukturen in der Energieversorgung bei. Die Erarbeitung allgemeingültiger systemtechnischer Lösungen und die entsprechende Schulung der betroffenen Fachkräfte ist eine wichtige Voraussetzung für das Erreichen der Zielvorgaben, vor allem für die Phase bis 2005. Die Ausbildungsmaßnahmen müssen auch die Genehmigungsbehörden einschließen, gleichzeitig müssen einschlägige Gesetze und Verordnungen aktualisiert werden.

In der zeitlichen Abfolge nimmt zunächst die Bedeutung dezentraler Elemente bei konsequenter Erschließung von Einsparpotentialen und erneuerbaren Energiequellen zu. Im Rahmen der untersuchten Szenarien wirken sich folgende Elemente prägend auf die lokale Ebene der Energieversorgung aus:

— Ein deutlich verstärkter Ausbau der Nah- und Fernwärmeversorgung unter Nutzung industrieller und gewerblicher Abwärme, Müll, solarer Wärme (Kollektoren) und Wärme aus regenerativen Wärmekraftkopplungsanlagen (Biomasse, H_2-Verstromung).

— Die zeitlich vor der Nutzung von Wasserstoff eingestuften Systeme zur dezentralen Nutzung erneuerbarer Energiequellen erfordert eine Vielzahl individueller Investitionsentscheidungen. Derzeit sind rund 5000 regenerative Energieerzeugungsanlagen (davon 3500 Kleinwasserkraftwerke) in Betreb; die Mehrzahl davon in öffentlichen Händen. Klammert man Flachkollektor- und Wärmepumpsysteme aus (die eher der heutigen Versorgung mit Heizungsanlagen entsprechen), so liegt die Anzahl regenerativer Energieerzeugungsanlagen im Jahre 2005 bei rund 80.000 und bei voller Ausschöpfung der technischen Potentiale (2025/2050) bei etwa 430.000 . Ein großer Teil davon wird von privaten Energieversorgern betrieben werden. Die meisten Anlagen bedürfen gleichzeitig aber der Kopplung mit der herkömmlichen Energieversorgung. Ein gegenüber heute erweitertes Engagement von Stadtwerken und Kommunen bei Planung, Finanzierung, Aufbau und sachgerechtem Betrieb der Anlagen ist daher notwendig und in vielen Fällen vermutlich die einzige Möglichkeit, lokale Potentiale erneuerbarer Energiequellen zu mobilisieren.

— Die Vernetzung und der Aufwand für den Ausgleich von Angebots- und Lastschwankungen nehmen infolge beider o.g. Entwicklungstendenzen zu. Dadurch wachsen die regelungstechnischen Anforderungen an die örtlichen Energieversorgungsunternehmen.

Bei Eintreten der in den Szenarien beschriebenen Entwicklung verlagert sich ein Teil des „Energiegeschehens" auf die lokale Ebene. Koordinations- und Integrationsaufgaben zwischen Betreibern, Behörden und der professionellen Energieversorgung nehmen daher erheblich zu. Dies kann sich einerseits positiv auf ein Gemeinwesen auswirken, da private und kommunale Eigenverantwortung wachsen, die Selbstversorgungsfähigkeit von Kommunen oder

Regionen gefördert wird, Bürger den „Wert" von Energie besser verstehen lernen und sich eher mit „ihrer" Energieversorgung identifizieren. Der lokalpolitische Konsens kann insgesamt vergrößert werden; neue mittelständische Unternehmensformen (z.B. „Energiedienstleistungsunternehmen", „Energieberatungsfirmen" u.ä.) und damit mehr Konkurrenz auf dem Energiemarkt könnten sich entwikkeln. Auf der anderen Seite wachsen die Konfliktmöglichkeiten. Lokale Energieanlagen bewirken Eingriffe in die Landschafts- und Siedlungsgestaltung, ökologische und ästhetische Beeinträchtigungen sind nicht auszuschließen. Die generell hohe Akzeptanz erneuerbarer Energiequellen bedeutet nicht unbedingt eine Zustimmung zum Bau derartiger Anlagen in unmittelbarer Nachbarschaft von Betroffenen. Meinungsverschiedenheiten zwischen privaten Betreibern und professionellen Energieversorgern sind vor allem im Hinblick auf die jeweilige wirtschaftliche Bewertung möglich (z.B. über Vergütungen, Reservehaltung u.ä.). Finanzierungs-, Planungs-, Genehmigungs- und Prüfungsfragen bieten, zumindest in einer Übergangsphase, weitere Konfliktfelder; Gemeindeparlamente können in Interessenskonflikte geraten.

Die Bedeutung leitungsgebundener Energieversorgung wächst auf Kosten von Mineralöl und Kohle. Insgesamt vergrößert sich die Bandbreite der Energieversorgung und damit auch das Spannungsfeld zwischen dezentraler (lokaler) Energieerzeugung und -versorgung einerseits und zentraler (überregionaler und internationaler) Energiebeschaffung und -versorgung andererseits. Dieses Spannungsfeld kann fruchtbar wirken, wenn die Kräfteverhältnisse und Einflußmöglichkeiten der Beteiligten einigermaßen ausbalanciert werden. Hierauf gestaltend Einfluß zu nehmen, dürfte eine wesentliche politische Aufgabe sein. Die „zentralen" Elemente der Energieversorgung sind im Gebrauch ihrer Instrumente und Rechte eingeübt, im „dezentralen" Bereich besteht dagegen ein Nachholbedarf hinsichtlich Organisationsformen, Ausbildung, Information, Genehmigungen, Definition ihrer Rolle im Energiewirtschaftsgesetz u.ä. Für die Entfaltung der Option „Erneuerbare Energiequellen" und damit auch für den solaren Wasserstoff als Ausweitung ihrer Nutzungsmöglichkeiten ist hier erfolgreiches politisches Handeln von großer Bedeutung.

5.2.3 Auswirkungen auf Niveau und Struktur des Energieverbrauchs

Die Aufbaustrategien wirken sich nachhaltig auf Niveau und Struktur des Energieverbrauches aus. Die selbstgesetzten Vorgaben hinsichtlich des Verbrauchs fossiler Energieträger und der Nutzung bzw. Nichtnutzung der Kernenergie lassen sich nur erfüllen, wenn eine möglichst rasche Senkung der Endenergienachfrage und des fossilen Primärenergieverbrauchs gelingt.

Mit den strukturellen Veränderungen des Primärenergieverbrauchs sind — weitgehend durch die Vorgaben bedingt — gravierende Folgen für den Kohlenbergbau, die Mineralölwirtschaft sowie die Kernkraftindustrie verbunden:

— Ohne weitere Nutzung der Kernenergie (Hauptpfad I) kann der Kohlenbergbau noch bis in das erste Viertel des kommenden Jahrhunderts hinein etwa seinen gegenwärtigen Versorgungsbeitrag aufrechterhalten; bis zum Jahre 2050 wird dessen Förderung aber auf etwa ein Fünftel des heutigen Niveaus zurückgefahren werden müssen. Aufgrund des zunehmenden Kernenergieeinsatzes setzt dieser rückläufige Prozeß im Hauptpfad II noch in den neunziger Jahren ein und endet praktisch mit der Aufgabe des Kohlenbergbaus bis zum Jahre 2050.

— Auch die Mineralölwirtschaft wird kräftige Absatzeinbußen hinnehmen müssen, und zwar im Unterschied zum Kohlenbergbau im Hauptpfad I ausgeprägter als im Hauptpfad II. Dies dürfte zu der Aufgabe weiterer in ländischer Raffineriekapazitäten führen.

— Die Kernkraftwerksindustrie wird von der Entwicklung beider Pfade sehr unterschiedlich betroffen: Während sie im Hauptpfad I ihre Produktion im Grunde sofort einstellen muß, macht es die Realisierung des im Pfad II angenommenen Versorgungsbeitrages der Kernenergie erforderlich, daß bis zum Jahre 2050 unter Berücksichtigung von Ersatz und Erweiterungsinvestitionen fast 100 Kernkraftwerke mit einer Leistung von insgesamt rund 130 GW gebaut und etwa 40 Anlagen abgerissen werden. Möglicherweise impliziert diese Strategie sogar den Übergang von den heute üblichen Leichtwasserreaktoren auf Brutreaktoren mit den damit verbundenen Konsequenzen. In jedem Fall wird man es bei der steigenden Nutzung der Kernenergie mit bleibenden Entsorgungsproblemen zu tun haben.

Die Veränderungen des Primärenergieverbrauchs wirken sich schließlich auch auf die Herkunftsstruktur der Primärenergieträger nach Inlands- und Importenergien aus:

— Im Hauptpfad I steigt der Anteil von Inlandsenergien am Primärenergieverbrauch durch den Wegfall der (importierten) Kernenergie und den wachsenden Einsatz direkt (im Inland) gewonnener erneuerbarer Energiequellen von heute rund 35 % auf über 45 % im kommenden Jahrhundert.

— Im Hauptpfad II dagegen nimmt die Importabhängigkeit wegen des steigenden Versorgungsbeitrags der Kernenergie zu. Der Anteil der Inlandsenergie am gesamten Primärenergieverbrauch sinkt bis auf ein Viertel.

Bezogen auf den Untersuchungsgegenstand bleibt festzuhalten, daß der solare Wasserstoff in keinem Fall vor dem Jahre 2025 einen signifikanten Versorgungsbeitrag leisten wird. Insoweit stellt der solare Wasserstoff im wesentlichen eine langfristige Zukunftsoption dar. Kurz- und mittelfristig müssen die rationelle Energieverwendung sowie die direkte Nutzung erneuerbarer Energiequellen im Vordergrund politischen Handelns stehen. Beides ist Vor-

aussetzung zum Offenhalten der Langfristoption „solarer Wasserstoff".

5.3 Ökonomische Erfordernisse und Folgen

5.3.1 Kostendegression

Der kritische Punkt bei der Produktion von Komponenten ist wohl in keinem Fall die technische Machbarkeit, sondern das Erreichen der geforderten Kostensenkungen. Da Kostensenkungen aber neben den Entwicklungsfortschritten vor allem von wachsenden Produktionsmengen abhängen, ist das Vorhandensein eines Marktes, welcher die Abnahme der Produkte gewährleistet, die wichtigste Voraussetzung.

Als Maß für die Dynamik der Kostendegression können Lernkurven bzw. Lernraten dienen. Lernkurven beschreiben den Zusammenhang zwischen Produktionsmenge und Kostendegression. In Tab. 5.2 sind für einige Technologien die erforderlichen Lernraten wiedergegeben. Eine Lernrate von 84,7 %, wie sie die Produktion von dezentralen PV-Systemen erreichen müßte, bedeutet, daß bei jeder Verdopplung der kumulierten Produktion die spezifischen Investitionskosten auf 84,7 % des Wertes der Verdopplung fallen. Die für die Systemkomponenten der Wasserstoffwirtschaft zu fordernden Lerngrade (1-Lernrate) liegen alle in diesem Bereich, viele sogar am unteren Rand der Bandbreite. Zugrundegelegt sind außerdem nur die für die Realisierung der Szenarien notwendigen Produktionsmengen, d.h. die berechneten Lerngrade stellen eine Obergrenze dar, da die weltweit produzierten Mengen, z.B. an PV-Modulen, wesentlich höher sein werden und damit die erwartete Kostendegression auch mit wesentlich niedrigeren Lerngraden erreicht werden kann. Wenn die in den Aufbaustrategien angegebenen Mengen zu den jeweiligen Preisen abgesetzt werden können, stellt die erwartete Kostenreduktion keine außergewöhnliche industrielle Entwicklung dar.

Tabelle 5.2

Erforderliche Lernraten ausgewählter Technologien (in %)

	1990–2005	2006–2025	2026–2050
PV, dezentrale Systeme	84,7	94,2	95,0
PV, zentrale Systeme	79,3	95,2	95,2
WEK, x-MW	97,1	94,5	100,0
WEK, x00-MW	95,9	90,0	84,0
Solarthermische KW[1])	99,0	93,6	89,2
Elektrolyseure[2])	96,3	96,5	136,7[2])
LH2-Tanker	100,0	96,7	94,0

[1]) ab 2005 mit thermischem Speicher
[2]) Übergang zu Solid-Oxide-Technik, daher wieder steigende spezifische Investitionskosten

5.3.2 Kosten der Energiebeschaffung: Ausgaben für Endenergie

Der Aufbau umfassender solarer Energiebereitstellungssysteme erscheint nur durchsetzbar, wenn die Preise auf den Energiemärkten ein Niveau erreichen, bei dem diese Systeme die Wirtschaftlichkeitsschwelle erreichen. Während im Bereich der Energieeinsparung die Durchführung zusätzlicher Investitionen durch Auflagen erreicht werden kann, scheidet dieser Weg bei den Investitionen zur Ausweitung des Energieangebots aus. Die notwendigen Erträge aus solchen Investitionen können nur dadurch gesichert werden, daß die Marktpreise für Energie im Rahmen einer globalen CO_2-Minderungspolitik angehoben werden. Unter diesen Voraussetzungen sowie der vereinfachenden Annahme einer Gleichsetzung von Kosten und Preisen wurden die gesamten Ausgaben für Endenergieträger in der Bundesrepublik Deutschland ermittelt. Dabei wurde der Verbrauch elektrischer Energie im Jahre 1988 — abweichend von dem entsprechenden Vorgehen im Materialienband V, wo die Durchschnittserlöse zugrunde gelegt worden sind — mit den (deutlich niedrigeren) Stromgestehungskosten bewertet, um eine systematische Vergleichbarkeit herzustellen. Die folgende Betrachtung beschränkt sich wegen des vergleichsweise geringen Beitrags der erneuerbaren Energiequellen bis 2005 auf die Jahre 2025 und 2050.

Bei einem Rückgang des Endenergieverbrauchs im Pfad I von 1988 bis 2025 um 35 % und danach bis 2050 um weitere 15 % steigen die Ausgaben für Endenergie insgesamt real (in Kaufkraft des Jahres 1988) von 1988 bis 2025 auf das 3,2fache (von 86 auf 273 Mrd. DM/a) und bleiben dann bis zum Jahr 2050 konstant. Die durchschnittlichen Ausgaben je kWh Endenergie nehmen von 1988 bis 2025 auf das 4,9fache und von 2025 bis 2050 um weitere 16 % zu. Im Jahr 2050 sind die durchschnittlichen Ausgaben je Einheit Endenergie 5,6mal so hoch wie heute. Die sektorale Verteilung der absoluten und spezifischen Ausgaben geht aus Tab. 5.3 hervor:

Über den gesamten Betrachtungszeitraum hinweg steigen die Ausgaben am stärksten im Verkehrssektor (um das 4,5fache), gefolgt von der Industrie (3,5fach), den Kleinverbrauchern (2,7fach) und den Haushalten (2,1fach). Am stärksten nehmen die spezifischen Ausgaben ebenfalls im Verkehr (9,1fach) zu (Industrie: 5,5fach, Kleinverbraucher: 4,8fach, Haushalte: 4,0fach).

Im Pfad II sinkt der Endenergieverbrauch von 1988 bis 2025 um 20 % und danach bis 2050 um weitere 11 %. Dabei verdreifachen sich die realen Ausgaben für die Endenergie in der ersten Periode von 86 auf 247 Mrd. DM; bis 2050 wachsen sie weiter auf 267 Mrd. DM. Die durchschnittlichen Ausgaben je kWh Endenergie steigen von 1988 bis 2025 auf das 3,6fache. 2050 sind sie um das 4,4fache höher als 1988. Die sektorale Verteilung ist in Tab. 5.3 dargestellt.

Sowohl die spezifischen wie die absoluten Ausgaben für Endenergie sind in Pfad II geringer als in Pfad I. Quervergleiche zwischen den beiden Pfaden sind aber nur begrenzt möglich, da die Kosten der kon-

Tabelle: 5.3

Absolute und spezifische Ausgaben für Endenergie im Hauptpfad I, Variante A

	Mrd. DM			Pf/kWh		
	1988	2025	2050	1988	2025	2050
Haushalte	24,7	60,4	51,6	4,5	16,9	17,8
Kleinverbraucher	16,7	42,7	45,5	4,8	19,9	23,2
Industrie	25,3	79,8	88,6	4,0	18,4	22,1
Verkehr	19,5	90,2	87,0	3,6	27,1	32,9
Insgesamt	86,2	273,2	272,6	4,2	20,4	23,7
— Fossile Energie[1])	53,4	135,6	63,4	3,2	18,4	18,2
— Erneuerbare Energie[2])	0,6	44,9	109,5	3,5	15,5	21,5
— Elektrizität[3])	32,2	92,8	99,7	9,0	29,0	34,1

[1]) einschl. Fernwärme
[2]) direkte Wärme und Wasserstoff
[3]) aus konv. und solaren Quellen; heutige Preise fossiler Energie **ohne** Verbrauchssteuern

Tabelle: 5.4

Absolute und spezifische Ausgaben für Endenergie im Hauptpfad II, Variante A

	Mrd. DM			Pf/kWh		
	1988	2025	2050	1988	2025	2050
Haushalte	24,7	55,1	55,5	4,5	12,3	15,8
Kleinverbraucher	16,7	31,8	38,5	4,8	12,5	15,8
Industrie	25,3	59,5	74,5	4,0	11,0	14,2
Verkehr	19,5	100,6	94,4	3,6	25,9	30,3
Insgesamt	86,2	247,0	266,0	4,2	15,1	18,3
— Fossile Energie[1])	53,4	155,0	95,9	3,2	16,3	18,5
— Erneuerbare Energie[2])	0,6	30,0	97,0	3,5	13,3	21,3
— Elektrizität[3])	32,2	62,0	74,0	9,4	13,5	15,3

[1]) einschl. Fernwärme
[2]) direkte Wärme und Wasserstoff
[3]) aus konv. und solaren Quellen; heutige Preise fossiler Energie **ohne** Verbrauchssteuern

ventionellen Energiesysteme in den beiden Pfaden nicht näher analysiert werden konnten.

Bei der Interpretation dieser Entwicklungen sind folgende Gesichtspunkte zu beachten:

(1) Die Erhöhung der Energiepreise ist nicht negativ zu werten, wenn sie Ausdruck geänderter Knappheitsverhältnisse zwischen den Produktionsfaktoren — insbesondere unter einer CO_2-Restriktion — ist. Wenn die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung hoch sind, sollte dies in entsprechend hohen Marktpreisen zum Ausdruck kommen.

(2) Aussagen darüber, ob die Volkswirtschaft solche Kostensteigerungen „verkraften" kann, sind nach Sektoren zu differenzieren. Im Bereich der privaten Haushalte sind die Ausgaben für Energie im Gesamtbudget und vor dem Hintergrund eines weiter wachsenden Realeinkommens zu sehen. Unter diesem Aspekt erscheinen die Mehrausgaben für Energie tragbar.

(3) Bei der Industrie kommt der Gesichtspunkt der Wettbewerbsfähigkeit hinzu. Entscheidend ist, ob es sich um eine einseitige Kostenerhöhung in der Bundesrepublik handelt oder um eine weltweite Verteuerung der Energie in Anpassung an dauerhaft veränderte Knappheitsverhältnisse. In diesem Fall stellen die höheren Energiekosten kein den internationalen Austausch verzerrendes Element dar, sondern signalisieren korrekt die Richtung industrieller Anpassungsprozesse.

5.3.3 Wettbewerbsfähigkeit, Innovationen und außenwirtschaftliche Aspekte

Die Kosten der meisten solaren Energien werden auf jeden Fall wesentlich über den heutigen und den unter Status-quo-Bedingungen mittel- und langfristig erwarteten Energiepreisen liegen. Wenn die Differenz zwischen den höheren Kosten der solaren Energien und den niedrigeren Preisen fossiler Energien geringer ist als die externen Kosten der fossilen

Energieversorgung, ist die Einführung der solaren Energien volkswirtschaftlich vorteilhaft.

Wenn ein solcher Übergang in der Bundesrepublik ohne gleichzeitige Anhebung der Preise fossiler Energieträger am Weltmarkt erfolgte, käme es zu einer starken einseitigen Energiekostenerhöhung. Der Energieeinsatz in der Bundesrepublik würde mit den vollen volkswirtschaftlichen Kosten belastet, während im Ausland nur ein Teil dieser Kosten in den Energiepreisen weitergegeben werden würde. Es käme deshalb zu Wettbewerbsverzerrungen im Außenhandel, deren Ursache allerdings nicht überhöhte Energiepreise im Inland, sondern zu niedrige Energiepreise im Ausland wären.

Bliebe es bei abgestimmtem internationalen Verhalten jedoch bei unveränderter Wettbewerbsfähigkeit der Industrie (und konstantem Wechselkurs der DM) würden nach den Modellrechnungen die Ausfuhren von Waren und Dienstleistungen bis Mitte des kommenden Jahrhunderts noch kräftig zunehmen (von 583 Mrd. DM/a 1988 auf über 1800 Mrd. DM/a 2050). Dagegen wird der Anstieg der Importe aufgrund der starken Energieeinsparungen trotz beträchtlicher Energieverteuerungen etwas gedämpft, so daß der Außenbeitrag der Bundesrepublik Deutschland selbst gegenüber dem Rekordniveau im Jahr 1989 gesteigert werden würde. So starke Außenhandelsüberschüsse sind aber auf lange Sicht nicht sinnvoll und würden durch eine Erhöhung des Außenwertes der DM wohl auch ausgeglichen. Eine eventuelle Reduktion dieses Ausfuhrüberschusses durch eine erhöhte Inlandsnachfrage in Höhe des Investitionsbedarfs zum Aufbau einer solaren Wasserstoffwirtschaft wäre somit auch aus außenwirtschaftlicher Sicht gut zu verkraften.

Die Ersetzung fossiler Energieträger durch solare Technologien eröffnet neue Innovationsfelder. Dies hängt zusammen mit dem breiten Spektrum der zur Energieumwandlung genutzten Primärenergien, mit der Vielzahl der einzubeziehenden dezentralen Stromerzeugungs-, -verteilungs- und -verbrauchsstrukturen sowie mit der Ausdehnung der Innovationsanstöße auf Energieeinsparungsformen.

Die unterstellten Kostendegressionen bei einigen Technologien der solaren Wasserstoffwirtschaft bis zum Jahr 2050 sind so groß, daß sie technologische Neuerungen von allgemeiner Bedeutung erfordern dürften (z. B. Oberflächenphysik für dünne Schichten und Elektrodenmaterialien), d. h. Basisinnovationen, die auch in vielen anderen Bereichen der Wirtschaft genutzt werden können. Der verstärkt erforderliche Umgang mit komplexen Systemen dürfte zu einer Intensivierung von System- und Regelungstechnik führen. Die Mikroelektronik gilt daher als die bedeutendste Schlüsseltechnologie der Gegenwart und der absehbaren Zukunft, von deren Fortschritten die Photovoltaik ebenfalls profitieren könnte. Eine optimale Nutzung von Abfallbiomasse setzt weitere verfahrenstechnische und biochemische Fortschritte voraus (z. B. Biogas). Starke Energieeinsparungen im Verkehrsbereich sind u.a. auch durch Reduzierung des Gewichts künftiger Automobile durch Einsatz von neuen Kunststoffen möglich. Durch verbesserte Sensortechnik könnte die Steuerung der Verbrennung im Motorraum verbessert und durch Keramikmotoren (Ummantelung der Kolben, Auskleidung der Vorkammern) könnten Wärmeverluste vermieden werden.

Innovationsanstöße zur Entwicklung neuer Prozesse und neuer Produkte außerhalb des Energiesektors können von derartigen Strategien ebenfalls ausgehen. Trotz der bisher vergleichsweise geringen Forschungstätigkeit gibt es für spinoff's von Entwicklungsaktivitäten zur rationellen Energieverwendung typische Beispiele in einzelnen Wirtschaftszweigen. Insgesamt ist zu erwarten, daß von einer CO_2-Minderungspolitik, welche Energie dauerhaft und stark verteuert, Innovationen über einen sehr breiten Bereich angeregt werden.

Die Wettbewerbsfähigkeit eines Landes wird künftig vor allem von seiner Fähigkeit abhängen, den technischen Fortschritt in den genannten Bereichen voranzutreiben und zu nutzen sowie den internationalen Interdependenzen Rechnung zu tragen. Die Energiekosten dürften als Wettbewerbselement gegenüber den Informations- und Kommunikationskosten an Bedeutung verlieren. Sofern der Aufbau einer solaren Wasserstoffwirtschaft Ausdruck einer entsprechenden Fähigkeit und Bereitschaft der Gesellschaft ist, sind eher positive ökonomische Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit zu erwarten. Unter solchen Prämissen könnte es sogar vorteilhaft sein, auf diesem Gebiet eine internationale Vorreiterrolle zu übernehmen und den Aufbau der solaren Wasserstoffwirtschaft vorübergehend kräftig zu fördern.

5.3.4 Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen

Die Ergebnisse von Input-Output-Analysen lassen erkennen, daß die ökonomischen Vorgaben für die Energiepfade gesamtwirtschaftlich weitgehend konsistent sind. Die Entwicklung der Struktur der Endnachfrage ist vor allem dadurch gekennzeichnet, daß die Anteile des Agrar- und Nahrungsbereichs und in geringerem Umfang auch des Investitions- und des Verbrauchsgüterbereichs abnehmen. Insbesondere energieintensive Industriezweige werden unterproportional expandieren, weil nur so die unterstellten niedrigen Energieverbrauchszuwächse realisiert werden können. Dafür steigt vor allem das Gewicht des Dienstleistungssektors stark. Nach den Ergebnissen der Modellrechnungen sind die künftigen Strukturveränderungen eher schwächer als in der Vergangenheit. Dabei ist das unterstellte Wirtschaftswachstum in hohem Maße abhängig vom Ausbau des Dienstleistungssektors. Wird dieses erreicht, ist der Aufbau einer solaren Wasserstoffwirtschaft verkraftbar. Auch wenn er sich voraussichtlich nicht über indirekte Effekte selbst tragen wird, sind Beiträge zum Wirschaftswachstum zu erwarten.

Der Anteil der Energiekosten am Bruttoproduktionswert sinkt in den meisten Sektoren aufgrund der hohen Energieeinsparungen selbst bei hohen Energiepreisen und bei Berücksichtigung einer CO_2-Abgabe. Dies ist vor allem auch in der besonders

stark mit Energiekosten belasteten Grundstoff- und Produktionsgüterindustrie der Fall. Die ermittelte Energiekostenentwicklung bis zum Jahr 2050 erscheint aufgrund der Erfahrungen mit den zurückliegenden Ölpreiskrisen gesamtwirtschaftlich verkraftbar, sofern der Aufbau der solaren Wasserstoffwirtschaft und die damit verbundene Energieverteuerung international abgestimmt werden. Ein isolierter Aufbau einer Wasserstoffindustrie ist demgegenüber weitaus problematischer, weil dann die deutsche Industrie selbst bei einer relativ geringen Verteuerung der fossilen Energieträger noch eine absolute Verdoppelung der Energiekosten kompensieren müßte, um wettbewerbsfähig zu bleiben.

5.3.5 Auswirkungen auf die Wirtschaftsstruktur

Der Aufbau einer solaren Wasserstoffwirtschaft führt im Vergleich zu einer Trendentwicklung zu einem erhöhten Investitionsbedarf und zu reduzierten Importen fossiler Energieträger. Im Verhältnis zum Bruttosozialprodukt im Jahr 2050 machen die jahresdurchschnittlichen Aufwendungen für die solaren Energiesysteme (einschließlich Aufwand für Auslandsinvestitionen, bei einer Realverzinsung des investierten Kapitals von 4 %) im Zeitraum von 2026 bis 2050 in Pfad I bis 4,1 %, in Pfad II bis 2,5 % des Bruttosozialprodukts aus. Einschließlich der konventionellen Energiesysteme dürfte die Energieversorgung in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2050 höchstens 5 % zum Bruttosozialprodukt beitragen.

Vom Aufbau einer solaren Wasserstoffwirtschaft profitiert in erster Linie die Investitionsgüterindustrie. Sie müßte auch in der Lage sein, die steigende Nachfrage nach Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien und des Wasserstoffes zu einem großen Teil zu decken, da die dafür zu erbringenden Lieferungen im Vergleich zum gesamten Absatz dieser Branche relativ bescheidene Größenordnungen erreichen. Ohne Bauinvestitionen dürften die Inlandsinvestitionen für solare Energiesysteme im Zeitraum von 2025 bis 2050 etwa bei 15 Mrd. DM jährlich liegen; das sind rund 4,5 % der geschätzten gesamten Inlandsnachfrage nach Ausrüstungsgütern im Jahr 2050. Sollten zusätzlich etwa 50 % der im Ausland zu tätigenden Investitionen durch die deutsche Investitionsgüterindustrie geliefert werden, so ergibt sich eine gesamte Nachfrage von jährlich rund 35 Mrd DM — etwa 6,3 % der Bruttowertschöpfung des Investitionsgütergewerbes im Jahr 2050.

Diese Ergebnisse machen deutlich, daß die Produzenten solarer Energiesysteme in Zukunft zwar eine wichtige, aber keine dominierende Rolle spielen werden. Jedenfalls wird die Branche nicht die Rolle eines Wachstumspols übernehmen können, dagegen spricht der doch relativ geringe Anteil solarer Energieversorgungssysteme am Bruttosozialprodukt (ca. 10 % in 2050). Ein Großteil der zum Aufbau einer solaren Wasserstoffwirtschaft erforderlichen Produktion wird von bereits vorhandenen Branchen wie Anlagenbau, Maschinenbau u.a. mit Hilfe von bereits beherrschten Techniken erbracht. Als neue Industrien wäre die Produktion von PV-Modulen oder die stark wachsende Flachglasproduktion, die auf das Vier- bis Fünffache des heutigen Wertes steigt, zu nennen. Eine grundlegende Veränderung der Industriestruktur als Folge des Aufbaus einer solaren Wasserstoffwirtschaft ist aber nicht zu erwarten.

5.3.6 Wirkungen auf die Tätigkeits- und Beschäftigungsstruktur

Im Zusammenhang mit einer innovativen Strategie der Nutzung des technischen Fortschritts sind beim Aufbau einer solaren Wasserstoffwirtschaft folgende Auswirkungen auf die Tätigkeits- und Beschäftigungsstruktur denkbar:

— Neue Technologien ermöglichen die Substitution von Funktionen, die bisher durch Menschen erfüllt worden sind. In nahezu allen Tätigkeitsbereichen wird daher Arbeitskraft durch Kapital ersetzt. Durch technische Fortschritte entstehen aber auch neue Tätigkeitsfelder.

— Mit wachsenden technischen Möglichkeiten nehmen vielfach auch die Anforderungen zu. Eine zunehmende Technisierung vieler Lebensbereiche kann mit einer Verringerung direkter menschlicher Kontakte und mit Entfremdungserscheinungen verbunden sein. Das führt zu einem größeren Bedarf an Ausgleichsfunktionen, z.B. in Form haushaltsbezogener Dienstleistungen, insbesondere von Beratungs- und Betreuungstätigkeiten.

— Wenn künftig technologische Veränderungen primär mit dem Ziel entwickelt werden, Rohstoffe einzusparen und die Umwelt zu schonen, so kann es in einigen Bereichen zu einer Substitution von Rohstoffen und Energie durch menschliche Tätigkeiten kommen.

— Insbesondere im Zeitraum bis 2005 findet nach den Ergebnissen der Szenarien ein starker Strukturwandel in der Energieversorgung statt. Während der Mineralölmarkt schrumpft und der Automobilsektor Wachstumsverluste verzeichnet, müssen der öffentliche Personen- und Güterverkehr, die wärmetechnische Sanierung von Bauten und die Installation von Anlagen zur Nutzung von regenerativen Energien sehr schnell vorangetrieben werden. Vergleichsweise große Anteile der dafür notwendigen Investitionsausgaben entfallen dabei auf Baumaßnahmen. Außerdem wächst der Dienstleistungssektor überproportional und bindet dementsprechend zusätzliche Arbeitskräfte.

— Um wirtschaftlich optimale Ergebnisse bei der Nutzung regenerativer Energien zu erzielen, ist in vielen Fällen eine gesamtheitliche Planung notwendig. Dies erhöht die Nachfrage nach ingenieurwissenschaftlichen und planerischen Fähigkeiten. Die Anforderungen an das Qualifikationsniveau des Handwerks dürften steigen. Die in den Energiepfaden skizzierte Entwicklung stellt erhebliche Anforderungen an die Flexibilität und Lernfähigkeit des Installationsgewerbes. Da-

von ist der Heizungsbau ebenso betroffen wie Dachdecker- und Fassadenbetriebe sowie Maler, Blechner und Maurer. Um den schnellen Ausbau der Nutzung regenerativer Energien zu gewährleisten, müßten darüber hinaus auch die Anlagenproduzenten ihr Dienstleistungsangebot erweitern und die Installation solcher Anlagen zu einem größeren Teil als bisher selbst durchführen. Daneben müßten sich auch die Versorgungsunternehmen stärker auf diesem Markt engagieren.

5.3.7 Auswirkungen auf die marktwirtschaftliche Organisation der Energiewirtschaft

Die in den Aufbauvarianten dargestellte Entwicklung verlangt insgesamt ein sehr viel stärkeres wirtschaftspolitisches Handeln des Staates. Dessen Hauptaufgabe besteht darin, die Rahmenbedingungen dauerhaft so zu ändern, daß die erforderlichen Maßnahmen der stärkeren Energieeinsparung und die Ausweitung des Angebots regenerativer Energien wirtschaftlich attraktiv werden. Im Kern geht es darum, die externen Effekte der traditionellen Energieversorgung dauerhaft und im weltweiten Rahmen zu internalisieren. Eine solche Internalisierung kann nur politisch durchgesetzt werden. Sie verlangt aber nicht eine Suspendierung der Marktsteuerung, sondern stellt gerade die Marktkräfte in den Dienst einer solchen Umgestaltung des Energiesystems. Der Versuch, eine solche Umstrukturierung dauerhaft gegen den Markt durchzusetzen, wäre zum Scheitern verurteilt.

Die wichtigste Änderung der Rahmenbedingungen betrifft die nachhaltige Erhöhung der Energiepreise im Rahmen einer globalen CO_2-Minderungspolitik unter Einsatz von Steuern, Abgaben oder Zertifikaten. Wie hoch eine solche CO_2-Belastung sein müßte, damit die Toronto-Ziele eingehalten werden, hängt letztlich davon ab, zu welchen Kosten zusätzliches Energiesparen und zusätzliches Angebot CO_2-freier Energie weltweit verfügbar gemacht werden kann.

Eine Umstrukturierung des Energiesystems in dem Umfang und in den Zeiträumen, wie sie in den Aufbauvarianten dargestellt sind, ist nur zu erreichen, wenn dies zu einem vorrangigen Ziel der Wirtschaftspolitik wird und der Staat auch in der Lage ist, den dazu notwendigen Strukturwandel anzustoßen und zu steuern. Die Politik steht in beiden Pfaden vor der Aufgabe, zusätzlich zum Aufbau der regenerativen Systeme den fossilen Energieeinsatz zu reduzieren. Insbesondere der Verbrauch von Öl und Kohle ist drastisch zu vermindern, d. h. der Beitrag derjenigen Energiesektoren wird sinken, bei denen heute noch am ehesten Wettbewerb stattfindet (Öl) oder zumindest grundsätzlich möglich wäre (Kohle). Der regulierte Bereich der leitungsgebundenen Energieversorgung gewinnt aufgrund des verstärkten Ausbaus der Fernwärmeversorgung sowie der weiterhin großen Bedeutung gasförmiger Brennstoffe und der elektrischen Energie an Gewicht.

Ein Kennzeichen der Aufbauvarianten ist die stärkere Abstützung auf dezentrale Energieerzeugung und die gleichzeitige Verknüpfung dieser Kleinanlagen mit den umfassenderen Versorgungsnetzen. Dies verlangt eine dauerhafte und für beide Seiten befriedigende Regelung der Zusammenarbeit. Insbesondere müssen Preisregelungen für die Abrechnung der wechselseitigen Leistungen entwickelt werden, die über die bisherigen Verbändevereinbarungen zur Einspeisevergütung hinausgehen. Weil diese dezentralen Systeme einen wachsenden Versorgungsbeitrag liefern sollen, nimmt die Bedeutung einer „richtigen" Preisgestaltung zu. Andererseits wird die Anwendung des Prinzips der „vermiedenen Kosten" mit der steigenden Bedeutung der Einspeisungen schwieriger werden. Möglicherweise müssen andere Organisationsformen (z.B. Ausschreibungssysteme) hinzukommen. Im Bereich der dezentralen Energieerzeugung und der rationellen Energieverwendung werden neue Märkte und Unternehmen entstehen. Dabei sind die Voraussetzungen zu schaffen bzw. zu verbessern, damit kommunale und regionale Versorgungsunternehmen, vor allem aber private Dienstleistungsfirmen, Kleinanlagen auf Basis regenerativer Energien und Heizungssysteme (Nutzwärmekonzept) bei den Verbrauchern auf eigenes Risiko betreiben können. Die Stärkung dezentraler Initiativen liegt aus ordnungspolitischen Gründen nahe, um Konzentrations- und Zentralisationsprozessen beim Aufbau einer solaren Wasserstoffwirtschaft von vornherein entgegenzuwirken.

Während auf der einen Seite das Gewicht der dezentralen Systeme zunimmt, greift das System der leitungsgebundenen Versorgung andererseits beim Aufbau einer solaren Wasserstoffwirtschaft räumlich weiter aus, und es kommt zu einer engeren Verbindung zwischen den Anbietern leitungsgebundener Energieträger. Der Ausbau des westeuropäischen Stromverbundnetzes und Erdgasnetzes zeigen, daß ein großer Teil dieser Aufgaben von der Industrie selbst wahrgenommen werden kann. Dies gilt auch für die großräumige Nutzung der Solarenergie. Notwendig dafür ist, daß im Rahmen der EG-Energiepolitik die marktlichen Voraussetzungen dafür geschaffen werden, daß private Unternehmen bereit sind, die entsprechenden Investitionen zu tätigen. Aufgabe der Energie- und Wettbewerbspolitik in der EG ist es vor allem auch, den Zugang zur Transportinfrastruktur zu regeln.

Im Rahmen einer solaren Wasserstoffwirtschaft muß in großem Umfang Strom für die Wasserstoff-Elektrolyse bereitgestellt werden. Zwischen Wasserstoff- und Stromwirtschaft muß daher von vornherein ein technischer Verbund bestehen, der auch in ökonomische Verflechtungen münden könnte. Andererseits besteht in einigen Verbrauchsbereichen eine potentielle Konkurrenzsitutation zwischen dem Wasserstoff und dem Strom. So könnte bei entsprechenden technischen Entwicklungen z.B. das Elektroautomobil ein Konkurrent für wasserstoffangetriebene Fahrzeuge werden. Beim Aufbau einer solaren Wasserstoffwirtschaft sollte der Substitutionswettbewerb zwischen Strom und Gas möglich bleiben. Dies setzt voraus, daß Unternehmensverflechtungen zwischen den Sparten Strom und Gas auf überregionaler Ebene vermieden werden.

Bei Nutzung regenerativer Energien in großem Maßstab ergeben sich starke regionale Schwankungen des Stromaufkommens, die nicht ausschließlich im Rahmen kommunaler oder regionaler Versorgungsunternehmen aufgefangen werden können. Dadurch steigt die Bedeutung des überregionalen und internationalen Verbundbetriebs. In dem Maße, wie die Interdependenzen der Stromversorgung zunehmen, dürften auch die Konzentration innerhalb der Stromversorgung und damit die Anforderungen an die staatliche Regulierung steigen. Die Chancen, in der Stromversorgung wettbewerbliche Elemente zu verstärken, könnten dadurch gemindert werden, zumal der Anteil der Kapitalkosten an den Energiebereitstellungskosten gegenüber heute erheblich zunimmt. In einem völlig deregulierten Markt könnte es unter diesen Bedingungen zu ruinöser Konkurrenz kommen, die nicht unbedingt zur Auswahl der effizienteren Energieversorgungsoptionen führt. Ein gewisser Regulierungsbedarf dürfte somit in jedem Fall bestehen bleiben.

5.4 Außenpolitische Auswirkungen

Aufbaustrategien einer solaren Energiewirtschaft sind nur im internationalen Kontext möglich. Dabei sind drei Phasen zu unterscheiden:

— In der ersten Phase (1990 — 2005) stehen in der Bundesrepublik die rationelle Energieverwendung und der Einstieg in die dezentrale Erschließung erneuerbarer Energiequellen im Vordergrund. Im Ausland geht es darum, die Entwicklung in Versuchs- und Demonstrationsanlagen voranzutreiben und die kleinräumige Anwendung einzuleiten und zu fördern.

— In der zweiten Phase (2006 — 2025) liegt das Schwergewicht in der Bundesrepublik auf der kontinuierlichen Weitererschließung erneuerbarer Energiequellen. Hinzu kommt der Einsatz geringer Mengen von Wasserstoff in ausgewählten Einsatzbereichen. Der Import solarer Energien entwickelt sich erst langsam. Im Ausland geht es darum, durch eine stärkere lokale Anwendung die Systeme schrittweise auszubauen und die Voraussetzungen für den Export steigender Mengen an Solarenergie zu schaffen.

— Erst in der dritten Phase (2026 — 2050) kommt es zum Einsatz solarer Großanlagen und zum Export von Strom und Wasserstoff und damit zu einer engen Verbindung zwischen der energiewirtschaftlichen Entwicklung in der Bundesrepublik und in den „Solar-Ländern".

In den ersten beiden Phasen kann die Entwicklung prinzipiell „bilateral" vorangetrieben werden, indem die Bundesrepublik diese Länder beim Aufbau entsprechender Systeme unterstützt. Angesichts der Entwicklung zu einem Binnenmarkt für Energie könnte dies in eine frühzeitige EG-Initiative eingebettet sein. Erst in der dritten Phase ist die Integration in das westeuropäische Netz und die „Anbindung" an die außereuropäischen Solarstandorte erforderlich. Dafür müssen die Voraussetzungen für einen gemeinsamen Netzbetrieb bzw. für Transitregelungen geschaffen werden.

In jedem Fall müßte sichergestellt werden, daß Aufbau und Betrieb der Systeme für privates Kapital attraktiv bleibt. Anders sind weder die erforderlichen hohen Investitionsbeträge aufzubringen noch ein gesicherter Absatz für die Exportländer der Solarenergie zu gewährleisten.

5.4.1 Auswirkungen auf Entwicklungsländer

Der Aufbau einer solaren Wasserstoff-Energiewirtschaft könnte insbesondere für Entwicklungsländer aus unterschiedlichen Gründen positive wirtschaftliche Perspektiven eröffnen.

Im Rahmen der untersuchten Energiepfade würde der weltweite Mineralölbedarf drastisch reduziert. Läßt man zunächst CO_2-Abgaben o.ä. außer Betracht, so wären sinkende Marktpreise die Folge. Dies würde zur Verminderung der Auslandsverschuldung und zur Stabilisierung der Landeswährungen der mineralölimportierenden Entwicklungsländer beitragen. Für die ölexportierenden Länder sind dagegen kurzfristig wirtschaftliche Nachteile zu erwarten, längerfristig könnten sich aber auch hier durch die Streckung der Ressourcen positive Effekte ergeben.

Durch den Aufbau einer solaren Strom-/Wasserstoffwirtschaft wird das bestehende Weltenergiehandelssystem fortgesetzt, ein nachfossiler Energiehandel würde sich entwickeln. Die meisten Entwicklungsländer, die in sonnenreichen Gebieten liegen, besitzen mit der Sonnenenergie ein wichtiges Gut, mit dem sie längerfristig auch am internationalen Handel teilnehmen können. Dabei verlangt die Tatsache, daß große Summen in ein Projekt investiert werden müssen, nach grundsätzlichen Entscheidungen. Im Falle der Wasserstoffversorgung aus Nordafrika sind immerhin zwischen 100 und 300 Mrd. DM (Solaranlage, Elektrolyse, Wasserstoffleitung) zu investieren. Die Investitionsgröße macht deutlich, daß zum Aufbau der Anlagen nur internationale Konsortien für die Mittelaufbringung in Frage kommen. Um Risiken zu begrenzen, sind vor allem die Liefergarantie, Kreditabsicherung, Konvertibilität und Transferierbarkeit der Währung usw. zu gewährleisten. Bei hohen Investitionsanteilen der Standortländer sind Abnahmegarantien der Energiebezieherländer ausschlaggebend.

Unabhängig von den im einzelnen unterschiedlichen Entwicklungsstrategien (Wasserstoffnutzung und -export, Stromnutzung und -export, Export von flüssigem Wasserstoff), wird der Aufbau einer solaren Wasserstoffwirtschaft in den Entwicklungsländern zumindest für eine lange Übergangszeit nur mit erheblicher finanzieller Unterstützung seitens der Industrieländer möglich sein. Damit können sie aber auch wesentlich zur Verbesserung der Wirtschaftsstrukturen und zur wirtschaftlichen Stabilität dieser Länder sowie zum Abbau des die internationale politische Stabilität gefährdenden Nord-Süd-Gefälles beitragen. Insbesondere der Produktionssektor ist in

den Entwicklungsländern meist unterentwickelt; der Großteil des Bruttosozialprodukts wird im Primärsektor (Landwirtschaft, Rohstoffe) oder dem tertiären Sektor (Tourismus) erwirtschaftet. Gerade die für eine solare Wasserstoffwirtschaft benötigten anspruchsvollen Produktionszweige wie die Glasherstellung oder Teile der Siliziumtechnik, die aus Gründen des hohen Energiebedarfs in die Standortländer verlagert werden, aber auch die Planungsarbeiten in der Bauindustrie, können Keimzellen für die Entwicklung neuer Industrien sein. Die Produktion von solarem Wasserstoff bietet eine Option zur wirtschaftlichen Emanzipierung der Erzeugerländer, die nicht ausschließlich von der Rolle des Energielieferanten abhängt.

Neben dieser langfristig positiven Perspektive bergen die Aufbaustrategien vor allem in der Anfangsphase auch Risiken. Die Erschließung und wirtschaftliche Nutzung bis dahin ungenutzter Gebiete mit Hilfe ausländischen Kapitals führt zu einer spürbaren Verlagerung wirtschaftlicher Aktivitäten. In unmittelbarer Nähe von Großbaustellen und Solarzentren entstehen künstliche Städte und Siedlungen mit Camp-Charakter. Bei zu starker Konzentration der Anlagen entstehen Wohlstandsinseln, die zu einem starken sozialen Gefälle innerhalb des Landes führen können.

Die Nutznießer der Aufbaustrategien könnten allerdings auch die bereits entwickelten und dicht besiedelten Küstenregionen sein, wenn neben den notwendigerweise an der Küste gelegenen Verflüssigungsanlagen und Transporteinrichtungen auch die Elektrolyseure in der Küstenregion installiert werden. Hinzu kommt, daß die Verwaltung der Projekte wohl in den ebenfalls meist küstennahen Hauptstädten erfolgt. Eine solche Entwicklung ist bei den bereits hohen ökologischen Belastungen der Küste problematisch. Auch wenn die Wasserstoffproduktion kaum dezentral möglich ist, ist dieser Polarisierung dadurch zu begegnen, daß mehrere, regional verteilte Stromerzeugungs- und Elektrolysezentren geschaffen werden.

5.4.2 Auswirkungen und Chancen für die DDR und die osteuropäischen Länder

Die stürmische politische Entwicklung der letzten Monate in Richtung auf eine Vereinigung der beiden deutschen Staaten war bis zum internen Redaktionsschluß dieser Studie nicht absehbar. Die wesentlichen möglichen Auswirkungen dieser Entwicklung auf die Aussagen dieser Studie sind, daß insbesondere die im Hauptpfad I konzipierte Strategie zur Reduktion der CO_2-Emissionen unter Verzicht auf die Nutzung von Kernenergie in der Bundesrepublik Deutschland, die bereits unter den Bedingungen vor der Wende in der DDR einen sehr schnellen und starken Strukturwechsel in der Bundesrepublik voraussetzen, kaum noch zu realisieren wäre, falls mittelfristig Stromlieferungen in die DDR notwendig würden. Dafür ist aber die Chance vorhanden, auf dem Gebiet der DDR größere Effizienzverbesserungen in allen Bereichen der Energieversorgung zu erzielen. Insbesondere bei der Deckung des Raumwärmebedarfs und bei der Warmwasserbereitung sind große Potentiale zur rationellen Energienutzung vorhanden. Wenn es auf dem Gebiet der DDR zu einem starken Wirtschaftswachstum kommt und auch in der Bundesrepublik der Aufschwung anhält, wird allerdings ein Teil der spezifischen Einsparmöglichkeiten durch eine erhöhte Energienachfrage ausgeglichen werden. Zumindest bei weiterer Nutzung der Kernenergie dürften die beiden deutschen Staaten zusammengenommen aber durchaus in der Lage sein, bis zum Jahr 2005 die CO_2-Emissionen um 20 bis 30 vH zu reduzieren. Die Bedingungen hinsichtlich des langfristigen Aufbaus einer solaren Wasserstoffwirtschaft ändern sich durch die Vereinigung der beiden deutschen Staaten insgesamt nicht grundlegend.

Nach den politischen Veränderungen in Osteuropa im Jahr 1989 dürfte es auch im Energiesektor langfristig zu einer verstärkten Ost-West-Zusammenarbeit kommen. Der bei weitem wichtigste potentielle Partner in Osteuropa für den Aufbau eines gesamteuropäischen Energiesystems ist aufgrund seiner besonders günstigen Ressourcenausstattung die Sowjetunion.

Es ist nicht zu übersehen, daß die Realisierung einer CO_2-Reduktionsstrategie durch die westlichen Industriestaaten für die Sowjetunion außerordentlich gravierende Auswirkungen hätte, weil dieses Land 70 bis 80 % seiner Westhandelserlöse durch den Export von fossilen Energieträgern erwirtschaftet. Auch künftig dürften Energieexporte für die Finanzierung von Investitionsgüterimporten, mit deren Hilfe wiederum die Modernisierung der sowjetischen Wirtschaft vorangetrieben werden soll, von großer Bedeutung sein. Drastische Öleinsparungen durch die westlichen Industrieländer in Verbindung mit stagnierenden oder gar sinkenden Produzentenpreisen würden die Exporterlöse der UdSSR im Energiesektor stark vermindern und die Modernisierung der sowjetischen Wirtschaft zumindest verlangsamen. Der Aufbau einer solaren Wasserstoffwirtschaft unter Einschluß der UdSSR bedarf unter solchen Rahmenbedingungen der Unterstützung der westlichen Industrieländer.

Anders als in den Energiepfaden unterstellt, könnte solarer Wasserstoff grundsätzlich auch an geeigneten Standorten in der Sowjetunion produziert und nach Westeuropa bzw. Deutschland transportiert werden. In südlichen Teilen der Sowjetunion sind potentielle Standorte für die Nutzung der Sonnenenergie mit Hilfe photovoltaischer und solarthermischer Anlagen vorhanden, die in zweifacher Hinsicht günstige Voraussetzungen haben:

- Erstens reduziert die Zeitverschiebung gegenüber Westeuropa die Speicherproblematik.
- Zweitens sind die dortigen mittleren Temperaturen niedriger und die Wirkungsgrade von PV-Anlagen daher größer als in potentiellen Standortregionen in den nordafrikanischen Ländern.

Angesichts des großen Kapitalbedarfs für den Aufbau moderner Infrastrukturen in diesen Ländern und

für die Modernisierung der Industrie könnte eine solche Strategie in absehbarer Zeit nicht aus eigener Kraft realisiert werden. Im Interesse einer Diversifizierung der Versorgungsquellen wäre es aus der Sicht Westeuropas auch sinnvoll, die Sowjetunion als potentiellen Lieferanten von Wasserstoff einzubeziehen. Aus der Sicht der Sowjetunion stellt sich dies aber vermutlich anders dar. Zunächst einmal werden dort die ökologischen und ökonomischen Gefahren von Klimaveränderungen noch nicht so deutlich gesehen wie in (einigen) westlichen Industriestaaten. Außerdem dürfte angesichts der hohen Spanne zwischen den Kosten der Wasserstoffbereitstellung und den bei einer CO_2-Reduktionsstrategie zu erwartenden niedrigen Erzeugerpreisen für fossile Energieträger die Produzentenrente, die ein Wasserstoffexporteur abschöpfen könnte, nur sehr gering sein. Für die Sowjetunion dürfte daher der Anreiz, Wasserstoff für den Export bereitzustellen, nicht sehr hoch sein. Ein Interesse an Wasserstoffexporten dürfte in der Sowjetunion — wie auch in anderen potentiellen Wasserstoffexportländern — erst dann entstehen, wenn damit auch hohe Renten erwirtschaftet werden können.

5.5 Gesellschaftliche Auswirkungen

5.5.1 Verbraucherverhalten und -reaktionen

Der mit den beiden Energiepfaden vorgezeichnete Weg für den Aufbau einer solaren Wasserstoffwirtschaft hat erhebliche Auswirkungen auf die Energieverbraucher, ohne deren aktives Handeln eine Zielerreichung in keinem Fall möglich sein wird. Vor allem die in der Anfangsphase unterstellten Maßnahmen zur rationellen Energieverwendung und zur direkten Nutzung erneuerbarer Energiequellen erfordern dezentrale Investitionsentscheidungen der zahllosen Energieverbraucher. Parallel hierzu müssen die Energieversorger tätig werden und ihr Investitionsverhalten ändern.

Die Reaktionen der Verbraucher auf eine politisch gewollte Aufbaustrategie für eine solare Energiewirtschaft sind nicht ohne weiteres zu antizipieren, da ein weit über das übliche Maß hinausgehendes Agieren erwartet werden muß. Andererseits ist festzustellen, daß gerade die in der ersten Phase unterstellten Aktivitäten nicht grundsätzlich neu sind: Die Techniken zur rationellen Energieverwendung sind ebenso bekannt wie die Systeme zur dezentralen Nutzung erneuerbarer Energiequellen. Außerdem genießen die wesentlichen Elemente der in dieser Untersuchung beschriebenen Strategien — Energiesparen, rationelle Energieverwendung und erneuerbare Energiequellen — eine breite gesellschaftliche Akzeptanz, und die Notwendigkeit des Ersatzes der fossilen Brennstoffe vor dem Hintergrund der drohenden Klimagefahren wird zunehmend eingesehen. Daher kann eine große Bereitschaft vermutet werden, dem mit den beiden Energiepfaden beschriebenen Weg der zunehmenden Nutzung erneuerbarer Energiequellen zu folgen, zumal dies der beobachtbaren Werteentwicklung entgegenkommt und diese langfristig noch verstärken könnte:

- Dem Sicherheitsbedürfnis wird durch die Überschaubarkeit der Techniken für den Anwender Rechnung getragen. Sabotage und gravierende Energieversorgungsausfälle sind nicht zu befürchten.
- Die Eigenaktivität der Verbraucher wird gefördert durch das Bewußtsein der „Selbstversorgung" und die Möglichkeiten zur Eigenleistung.
- Der Verantwortung gegenüber der Nachwelt wird eine solche Option gerecht, da keine irreparablen Folgen entstehen.
- Die Techniken sind handhabbar für den durchschnittlichen Handwerker. Die Verantwortung für das Funktionieren liegt nicht bei einigen wenigen Spezialisten, sondern in den Händen einer Vielzahl von Installateuren.

Letztlich werden Verhalten und Reaktionen der Verbraucher wesentlich von dem Problembewußtsein, das durch entsprechende Aufklärungs-, Informations- und Beratungsaktivitäten noch geschärft werden kann, und den faktischen Handlungsmöglichkeiten der Wirtschaftssubjekte abhängen. Theoretisch kann nicht ausgeschlossen werden, daß es schon dadurch zu einer entsprechenden Veränderung der subjektiven Präferenzstrukturen mit einem Vorrang der individuellen Entscheidungen zugunsten der rationellen Energieverwendung und der erneuerbaren Energiequellen kommt.

Allerdings dürfte dies angesichts des geforderten schnellen Wandels von Niveau und Struktur der Energieververbrauchs- und Versorgungsstrukturen eher eine idealtypische Vorstellung sein. Unter den gegebenen energiewirtschaftlichen und politischen Randbedingungen dürfte der zu vermutende Wertewandel allein nicht zu einem derart veränderten Verbraucherverhalten führen. Hierzu sind erhebliche zusätzliche Impulse notwendig, die nur von der Energiepolitik ausgehen können. Dann aber hängt eine Antwort auf die Frage nach den Auswirkungen der Aufbaustrategien auf die Verbraucher entscheidend von Art und Umfang der getroffenen politischen Maßnahmen ab. Wie auch die Ergebnisse der hier vorliegenden Untersuchung zeigen, sind auf kurze Sicht eine Reihe von Maßnahmen zur rationellen Energieverwendung und insbesondere die erneuerbaren Energiequellen gegenüber ihren konventionellen Alternativen bei den gegenwärtigen Energiepreisen noch nicht konkurrenzfähig. Unter diesen Voraussetzungen eröffnen erst eine nachhaltige finanzielle Förderung der gewünschten Aktivitäten oder gegenüber heute deutlich höhere Energiepreise die für den Aufbau einer solaren Wasserstoffwirtschaft notwendigen Potentiale.

Bei einer finanziellen Begünstigung von Investitionen zur rationellen Energieverwendung und zum Einsatz erneuerbarer Energiequellen bleibt der Freiheitsspielraum der Verbraucher erhalten, so daß auch mit einer hohen Akzeptanz gerechnet werden kann, doch ist das Ergebnis ungewiß. Bei preispolitischen Maßnahmen in Richtung einer Verteuerung der Energie werden die Wirkungen auf den Verbraucher von der konkreten Ausgestaltung der Maß-

nahmen (allgemeine Energiesteuer oder -abgabe, Emissionsabgabe u.ä.) abhängen. Dabei dürften die zur Erreichung der Pfade vermutlich notwendigen kräftigen Energiepreissteigerungen nicht von vornherein akzeptiert werden; vor allem dann nicht, wenn sie sozial als untragbar hoch und als Einschränkung der Wettbewerbsfähigkeit empfunden werden. Können deutlich höhere Energiepreise dennoch politisch durchgesetzt werden, so ist mit unterschiedlichen Anpassungsstrategien der Verbraucher zu rechnen. Wie die Verbraucher letztlich auf politisch induzierte Preissteigerungen reagieren werden, ist vorausschauend kaum zu sagen. Bei einer deutlichen Verteuerung ist jedoch ein erwünschtes Anpassungsverhalten zu erwarten. Dies vor allem dann, wenn die verfolgten Energiepfade von großen Teilen der Bevölkerung unterstützt werden. Nur wenn dies der Fall ist, wird im übrigen die politische Durchsetzbarkeit entsprechender Maßnahmen möglich sein, und die Gefahr, daß sich die Verbraucher eingeschränkt oder in ihrer sozialen oder ökonomischen Existenz gefährdet fühlen, gemindert werden.

5.5.2 Akzeptanz solarer Energien

In unmittelbarem Zusammenhang mit den zuvor behandelten Auswirkungen steht die Frage der Akzeptanz der neuen solaren Technologien. Generell werden erneuerbare Energiequellen in der Bevölkerung und den Medien sehr positiv bewertet, wobei als überzeugendste Eigenschaft ihre Umweltfreundlichkeit bzw. ökologische Verträglichkeit gilt. Dabei werden dezentrale Nutzungsformen von der Bevölkerung grundsätzlich eher akzeptiert als zentrale (z.B. Müllheizkraftwerke, große Wasserkraftwerke). Allerdings gibt es viele konkrete Einzelfälle bei dezentralen Techniken, in denen nicht nur Genehmigungsbehörden, sondern auch betroffene Bürger die Errichtung einzelner Anlagen (z.B. kleine Wasserkraftwerke, Windanlagen, Kollektoranlagen auf Dächern) ablehnten oder behinderten. Es ist anzunehmen, daß bei einer Ausweitung dezentraler Nutzungstechniken Widerstände mit der Anzahl zu erstellender Anlagen eher zunehmen, da das Gefühl einer allgemeinen Überlastung von Siedlungsräumen durch Bauwerke, Verkehrstrassen, Hochspannungsleitungen u.ä. sehr weit verbreitet ist. Als neu hinzutretende Elemente in bereits stark beanspruchten Landschaften und Siedlungsstrukturen dürften viele Kleinanlagen im Laufe der Zeit eher auf Ablehnung stoßen, als die Nutzung der bereits vorhandenen zentralen Bestandteile (Gasversorgung, Verbundnetz) der Energieversorgung. Im einzelnen sind folgende Aussagen möglich:

- Flächenhafte Systeme, wie Photovoltaik- und Kollektoranlagen, dürften solange sie auf bereits versiegelten Flächen (Dächern, Fassaden, Parkplätzen u.ä.) architektonisch einigermaßen ansprechend angebracht werden, auf den geringsten Widerstand stoßen, wenn historisch wertvolle Gebäude oder Stadtviertel ausgenommen werden.
- Auch Biogasanlagen und Anlagen zur Verbrennung von Stroh und Holz zur Nahwärmeversorgung dürften wegen ihrer begrenzten Anzahl und ihrer überwiegenden Anordnung in landwirtschaftlichen Anwesen keine größeren Akzeptanzprobleme aufwerfen, sofern sie hohen Emissionsstandards genügen.
- Die Akzeptanz von Wasserkraftwerken hängt im allgemeinen von ihrer Größe ab und davon, ob neue Anlagen erstellt oder alte Anlagen reaktiviert werden. Im Einzelfall ist bereits in einer frühen Planungsphase die Einbeziehung aller betroffenen Behörden, Verbände, Vereine usw. erforderlich.
- Windenergiekonverter (WEK) können nur im offenen Gelände aufgestellt werden. Sie stehen damit prinzipiell stärker in Konkurrenz mit anderweitigen Flächennutzungen wie Landwirtschaft, Erholung und Freizeit oder Bebauung. Windparks, die aus WEK mit höheren Installationsleistungen aufgebaut sind, erleichtern die zusätzliche Weidenutzung der Grundfläche, gegenüber Windparks, die aus Anlagen kleinerer Bauhöhe und verdichteterem Bestand bestehen. Aufgrund betrieblicher Gegebenheiten müssen zu bebauten Gebieten Sicherheitsabstände eingehalten werden. Außerdem kann bei einigen WEK die Geräuschemission zu größeren erforderlichen Abständen zur Bebauung führen, was jedoch durch die Wahl geeigneter WEK weitgehend vermieden werden kann. Die bei WEK-Anwendungen bisher nicht immer gegebene Akteptanz durch Anlieger kann sich einerseits durch verbesserte Technologie erhöhen lassen und andererseits kann die Akzeptanz durch einen schrittweise stattfindenden Bewußtseinswandel positiv beeinflußt werden.
- Ferner muß der Produktionsprozeß von solaren Anlagen allen sicherheitstechnischen und umweltrelevanten Auflagen genügen, da sich sonst bei der großmaßstäblichen Produktion auch Akzeptanzprobleme für die Technologie als solche ergeben könnten. Die weitaus meisten Produktionsverfahren und -technologien stellen jedoch kein Neuland dar und sind bereits Bestandteil heutiger Industriestrukturen.
- Die Akzeptanzfrage bei zentralen Großtechnologien, insbesondere beim Import von Energie ist anders zu bewerten als bei dezentraler Nutzung im Inland. Zwar fehlen bei regenerativen Systemen die Emissionen von Luftschadstoffen von fossilen Anlagen und das Risiko bei Kernenergieanlagen, prinzipiell besteht aber eine gewisse Aversion in der Bevölkerung gegen Großprojekte. Da die EVU besser auf Genehmigungsverfahren vorbereitet sind als Privatpersonen, ist die Akzeptanz bei den EVU stärker von politischen, psychologischen und wirtschaftlichen Randbedingungen abhängig als von Behinderungen durch Genehmigungsverfahren, die dazu wesentlich einfacher sind als bei konventionellen Anlagen.
- Die Festlegung neuer Trassen für zusätzliche Stromleitungen im Inland dürfte problematisch sein, insbesondere für große Hochspannungslei-

tungen beim Stromimport. Die Akzeptanz in den Durchleitungsländern von Strom und Wasserstofftrassen, bei denen der Nutzen für die Betroffenen nicht direkt sichtbar wäre, dürfte gering sein. Hier ist mit erheblichem Widerstand zu rechnen. Dies gilt, in abgeschwächter Form, auch für die Standortländer der Solaranlagen, wenn die erzeugte Energie ausschließlich für den Export bestimmt wäre.

— Die solarthermischen Kraftwerke (Rinnenkollektoren und Solarturm) werden wegen ihres hohen Bedarfs an direkter Strahlung nur in südlichen Breiten wirtschaftlich betrieben. In diesen Ländern gibt es kaum Flächenkonkurrenz zu anderen Nutzungsmöglichkeiten und zu bestehenden Siedlungsstrukturen. Die Akzeptanzproblematik ist damit in diesen Ländern im wesentlichen auf die Regierungsstellen konzentriert, da in abgelegenen Wüstengebieten kaum Bevölkerung vorhanden ist. In südeuropäischen Ländern stellt sich die Problematik allerdings weniger einfach dar, da ein Großteil der Gebiete auch anderweitig genutzt wird. Erleichtert werden dürfte die Erstellung solarer Großanlagen durch die Tatsache, daß auch und gerade in südlichen Ländern zunächst eine beträchtliche Nutzung erneuerbarer Energien über kleinere und mittelgroße Anlagen erfolgen wird und somit die Bevölkerung mit dem Erscheinungsbild und den Wechselwirkungen solarer Anlagen mit dem Umfeld vertraut wird. Der Wegfall von Geräuschen, Emissionen, umfangreichen Sicherheitseinrichtungen und die teilweise vorhandenen Möglichkeiten einer Parallelnutzung des Landes sind weitere akzeptanzsteigernde Faktoren.

6. Vergleich und Beurteilung der Entwicklungspfade und der Aufbaustrategien für solaren Wasserstoff

6.1 Ausgangsbedingungen

Die gewünschte Reduktion der CO_2-Emissionen und damit der notwendige Verzicht auf einen großen Teil der fossilen Energiequellen in beiden Hauptpfaden ist die wesentlichste Voraussetzung für den Aufbau der solaren Energiesysteme in dem genannten Umfang innerhalb des Zeitraums bis 2050. Von der reinen Ressourcensituation fossiler Energieträger ist ein Zwang ähnlicher Art innerhalb dieses Zeitraums nicht zu erkennen. Der angenommene Verzicht auf die Kernenergie im Hauptpfad I bis zum Jahr 2005 verschärft diese Voraussetzung vor allem bezüglich der Umsetzungsgeschwindigkeit erheblich. Ohne diese vorgegebenen Limitierungen würde unter den gegenwärtig herrschenden strukturellen und ökonomischen Bedingungen in der Energiewirtschaft auf absehbare Zeit keine solare Energieversorgung entstehen. Handlungsbedarf hinsichtlich der Option „Solare Energien", insbesondere des „solaren Wasserstoffs", entsteht daher im wesentlichen aus der Absicht heraus, Veränderungen des Erdklimas infolge zu hoher CO_2-Emissionen vorsorglich vermeiden zu wollen, und im Hauptpfad I aus der Vorgabe, daß die Risiken der Kernenergienutzung auf Dauer nicht verantwortbar sind und ihre Nutzung daher zu unterbleiben habe.

Die aus diesen Vorgaben resultierenden Versorgungsbeiträge erneuerbarer Energiequellen sind, gemessen an den technisch langfristig verwirklichbaren Potentialen und unter Berücksichtigung der Möglichkeiten rationellerer Energienutzung prinzipiell bereitstellbar. Der heute überschaubare technologische Status der Systeme zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen erlaubt — unter der Annahme einer stetigen, evolutionären Weiterentwicklung und Verbesserung — die Aussage, daß keine grundsätzlichen technischen Hemmnisse bestehen, erneuerbare Energien in dem beschriebenen Maße langfristig einzusetzen. Auch die unterstellten Einsparmöglichkeiten von Energie sind, verglichen mit den technischen Möglichkeiten, aus heutiger Sicht als grundsätzlich realistisch einzuschätzen.

Die Beurteilung der Aufbaustrategien muß sich daher vor allem konzentrieren auf:

— die Mobilisierungsmöglichkeiten der Potentiale rationeller Energieverwendung und erneuerbarer Energiequellen innerhalb der gesetzten Zeitabschnitte für die Umstrukturierung

— die damit verbundenen gesamten und jährlichen Aufwendungen und die Energiegestehungskosten und ihre Bewertung vor dem Hintergrund einer Umstrukturierung in Richtung umweltverträglicher Energieversorgungssysteme

6.2 Der Zeitraum bis 2005

Von besonderer Bedeutung ist der Zeitraum bis 2005, in dem die Voraussetzungen für den Einstieg in die „solare Wasserstoffwirtschaft" geschaffen werden sollen.

Beide Hauptpfade weichen von einer Status-quo-Fortschreibung der Entwicklung der Energieversorgung deutlich ab /z.B. PROGNOS, 1990/. Daraus läßt sich die Größenordnung des energiepolitischen Handlungsbedarfs ableiten, der zur Umsetzung dieser zielorientierten Szenarien erforderlich ist. Die Abweichungen sind in den Hauptpfaden jedoch sehr unterschiedlich ausgeprägt.

6.2.1 Energieeinsparung und Solarenergienutzung im Hauptpfad I

Die angebotsseitige Limitierung des konventionellen Primärenergieverbrauchs auf rund 260 Mill. t SKE/a (nur noch 75 % CO_2-Emission, keine Kernenergie) bis zum Jahr 2005 macht — angesichts des derzeitigen Primärenergieverbrauchs von 390 Mill. t SKE/a — die Problemlage deutlich. Da erneuerbare Energiequellen (gegenwärtig 10 Mill. t SKE/a Primärenergiebeitrag) in diesem ersten Zeitabschnitt nur begrenzt mobilisierbar sind, ist der Zwang zur

Tabelle 6.1

Veränderung der Energieintensität (= Endenergieverbrauch/Bruttosozialprodukt) nach verschiedenen Szenarien und Prognosen (Anfangswerte = 100)

Untersuchung/ Zeitraum	Wachstum des BSP	Wachstum des Energieverbrauchs	Veränderung der Energieintensität
1973–1988	134 (1,8)[1]	ca. 100	75
1989–2005			
– PROGNOS	148 (2,3)	R 99,7 S 93	R 67 S 63
– Klima-Enquete[2]	152 (2,5)	M 106 E 93	M 70 E 61
– TA-Wasserstoff	150 (2,4)	I 69 II 90	I 46 II 60
2006–2050			
– TA-Wasserstoff	153 (1,0)	I 80 II 78	I 52 II 51

[1]) Mittleres jährliches Wachstum; [2]) vorläufige Werte
R = Referenz, S = Sensitivität, M = Moderate Variante, E = Einsparvariante

raschen Umsetzung rationellerer Methoden der Energieverwendung extrem groß. Technische Maßnahmen allein reichen nicht aus, es sind auch erhebliche strukturelle Veränderungen (z.B. im Verkehrssektor, Wohnungsbau) erforderlich.

Trotz außerordentlich rascher Mobilisierung der dezentralen Nutzungsmöglichkeiten erneuerbarer Energiequellen (50 % des technischen Potentials bis 2005; Primärenergiebeitrag in 2005: 33 Mill. t SKE/a) müssen noch rund 30 % des heutigen Endenergieverbrauchs innerhalb von 15 Jahren eingespart werden, was beim vorgegebenen Wirtschaftswachstum von 2,4 %/a einer Verringerung der Energieintensität (des Verhältnisses von Energieeinsatz und erwirtschafteten Gütern und Dienstleistungen) von über 50 % entspricht. Ein Vergleich mit der Vergangenheitsentwicklung und einer Status-quo-Prognose (Tab. 6.1) macht den Intensivierungsgrad der Energieeinsparung deutlich.

Während des vergleichbaren Zeitraums 1973 — 1988 sank die Energieintensität um rund 25 %. Weiterer technischer Fortschritt, Strukturwandel und ein moderater Anstieg der Energiepreise (erst nach 2010 werden die Energiepreise real das Niveau der Hochpreisphase 1980/82 erreichen) lassen in der Status-quo-Prognose bis 2005 eine weitere Reduktion um 33 — 37 % erwarten. Dies war auch der Ausgangspunkt für die „moderate (M), politikunbeeinflußte" Variante der Studien der Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre". Bei „erheblicher (E), politikinduzierter" Energieeinsparung hält die Klima-Enquete-Kommission eine Reduktion der Energieintensität um insgesamt rund 40 % in diesem Zeitraum für möglich. Ähnliche Annahmen liegen der Sensitivitätsanalyse von PROGNOS zugrunde.

Hauptpfad I verlangt eine noch stärkere Verringerung der Energieintensität um 54 %, was etwa einer Verdopplung der (leichter bzw. kostengünstiger erreichten) Einsparerfolge der ebenfalls rund 16jährigen Periode 1973 — 1988 entspricht. Die Verringerung des Energieverbrauchs wird in den einzelnen Untersuchungen auf sehr unterschiedliche Weise erreicht. Während die Einsparmöglichkeiten in privaten Haushalten selbst im Hauptpfad I nicht die Abschätzung der Einsparvariante E der Klima-Enquete-Kommission unterschreiten (Tab. 6.2), werden insbesondere im Verkehrsbereich und, etwas geringer ausgeprägt, in der Industrie sehr starke Einsparmöglichkeiten innerhalb dieses Zeitraums vorausgesetzt.

Die wesentlichsten erforderlichen Aktivitäten zur Energieeinsparung im Hauptpfad I bis zum Jahr 2005 lassen sich charakterisieren durch

— zusätzliche, deutlich verbesserte Wärmedämmung für mehr als die Hälfte der Wohnungen (Neubau und Altbau), was einer jährlichen Umstellungsquote von 3,3 % bzw. etwa dem Dreifachen der üblichen Rate entspricht. Die dafür erforderlichen Investitionen wurden zu insgesamt 230 Mrd.DM abgeschätzt (davon 180 Mrd. DM für Altbausanierung), also rund 14 Mrd. DM/a bis zum Jahr 2005;

— Senkung der Fahrleistung im Individualverkehr um rund ein Fünftel und des durchschnittlichen Kraftstoffverbrauchs um über ein Drittel sowie deutliche Verlagerungen von Verkehrsleistungen auf den öffentlichen Personenverkehr;

— eine Erhöhung der Wärmeerzeugung aus Wärmekraftkopplungsanlagen (Fern- und Nahwärme) um etwa das 2,4fache (120 TWh/a Endenergie);

— eine Reduktion des Stromverbrauchs um insgesamt 18 % infolge sparsamerer Geräte und einer Reduzierung des Stromeinsatzes im Bereich Raumwärme/ Warmwasser.

Parallel zu sinkenden Energieverbräuchen bedarf es außerordentlicher Anstrengungen, die bisher sta-

Tabelle 6.2

Verbrauch in den Endenergiesektoren 1988 und 2005 nach verschiedenen Untersuchungen (TWh/a)

	1988	2005					
		TA-Wasserst.		Klima-Enquete[1])		PROGNOS	
		I	II	M	E	R	S[2])
Private Haushalte	551	382	509	440	360	538	500
Verkehr	541	386	481	690	625	536	515
Kleinverbraucher	349	224	298	360	280	368	325
Industrie	623	438	569	700	655	615	570
Gesamt	2 063	1 430	1 858	2 190	1 920	2 057	1 910

[1]) Ungefähre Werte (Stand 2. 1. 90)
[2]) Mittelwerte aus 2000 und 2010

gnierenden Beiträge erneuerbarer Energiequellen rasch zu mobilisieren. Auch hier müssen die Energiebeiträge deutlich von Status-quo-Tendenzen abweichen, die lediglich von geringfügigen Erhöhungen bis 2005 ausgehen (Tab. 6.3).

Tabelle 6.3

Beiträge erneuerbarer Energiequellen bis 2005 nach verschiedenen Untersuchungen (TWh/a)

	1988	2005					
		TA-Wasserstoff		Klima-Enquete[1])		PROGNOS[2])	
		I	II	O	U	R	S
Wärmeerzeugung	16	147	95	80	53	28	30
Stromerzeugung	19	38	34	37	31	25	30
Gesamte Endenergie	37	185	129	118	84	53	60
Primärenergieäquivalent	80	270	195	185	145	95	115

[1]) Ungefähre Werte
[2]) Mittelwerte aus 2000 und 2010; O = Obergrenze wirtschaftl. Potential; U = Untergrenze wirtschaftl. Potential

Dabei stellt sich die Erhöhung des Beitrags zur Stromerzeugung, der max. verdoppelt werden muß, als weniger kritisch heraus als derjenige zur Wärmeerzeugung. Der Primärenergiebeitrag von 270 TWh/a (33 Mill. t SKE) erneuerbarer Energiequellen im Hauptpfad I bis zum Jahr 2005 dürfte sich, selbst wenn die Energiekosten keinen Hinderungsgrund darstellen, kaum verwirklichen lassen, da insbesondere der angenommene Beitrag der Kollektoranlagen mit 70 TWh/a Endenergie eine extrem rasche Ausweitung der Installation von Warmwasseranlagen auf Dächern voraussetzt (von derzeit 30 000 Anlagen mit insgesamt 0,25 km^2 Fläche auf ca. 5 Millionen Anlagen mit 180 km^2 Fläche). Der Haupthinderungsgrund ist dabei nicht die Fertigungsrate an sich, sondern ihr erforderliches Hochlaufen auf den Maximalwert von 23 km^2/a innerhalb von 10 Jahren und die gleichzeitige Bereitstellung sachkundiger Vermarktungs- und Installationskapazität. Ähnliches gilt für die Marktausweitung von Biogasanlagen. Auch bei der Windenergie müßte die Fertigung und Installation innerhalb von fünf Jahren die 100 MW_e/a-Grenze überschreiten. Die Investitionserfordernisse für die bis 2005 zu installierenden dezentralen Solartechnologien liegen bei rund 150 Mrd. DM, also bei knapp 10 Mrd. DM/a.

Angesichts des Zeitdrucks und der Größenordnung der Umstrukturierung bis zum Jahr 2005 müßten die genannten Umstellungsaktivitäten praktisch unmittelbar einsetzen. Dazu wären entsprechende politische Entscheidungen erforderlich zu den Bereichen

— Deutliche Erhöhung der Energiepreise durch Energie (bzw. CO_2-)steuern oder -abgaben

— Deutliche Verschärfung der Wärmedämmverordnung und gezielte Förderung der Altbausanierung

— Förderung des Ausbaus von Fern- und Nahwärmesystemen mit Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen

— Umstrukturierung des Verkehrssektors mit deutlicher Förderung des öffentlichen Verkehrs und Zurückdrängung des Individualverkehrs

— Festlegungen über die Einstellung der Kernenergienutzung bis zum Jahr 2005

— Gezielte Einführungs- und Förderprogramme für dezentrale Solartechnologien (z.B. Vorreiterrolle in öffentlichen Gebäuden; größere Fertigungsanlagen für Photovoltaik).

Selbst bei einem raschen und breiten politischen und gesellschaftlichen Konsens über diese Maßnahmen dürfte eine vollständige Umsetzung bis zum Jahr 2005 nur unter äußerst günstigen Umständen und bei völlig reibungslosem Verlauf des Umstrukturierungsprozesses erreichbar sein. Eine Abschwä-

chung bzw. zeitliche Verschiebung des Kernenergieaustiegs auf einen Zeitpunkt nach 2005 kann den Zeitdruck abbauen und die Chancen, die für 2005 geforderte CO_2-Reduktion zu realisieren, erhöhen.

6.2.2 Energieeinsparung und Solarenergienutzung im Hauptpfad II

Infolge der Weiternutzung und des zusätzlichen Ausbaus der Kernenergie sind die Ansprüche an die Reduzierung des Energieverbrauchsniveaus und an die Mobilisierung der erneuerbaren Energiequellen geringer als im Hauptpfad I, aber trotzdem keineswegs ohne aktive energiepolitische Maßnahmen zu erreichen. Immerhin muß eine Verringerung der Energieintensität des Endenergieverbrauchs bis 2005 um 40 % erreicht werden (Tab. 6.1), was in der Summe etwa der Einsparvariante der Klima-Enquete-Kommission bzw. der mit höheren Energiepreisen gerechneten Sensitivitätsvariante von PROGNOS entspricht. Auch in diesem Hauptpfad werden die strengsten Anforderungen hinsichtlich Energieeinsparung an den Verkehrssektor gestellt, dessen Energieverbrauch deutlich unter demjenigen der Werte der anderen Untersuchungen liegt (Tab. 6.2). Die Erreichbarkeit der Verbrauchseinsparungen in den anderen Sektoren ist aus struktureller Sicht weniger kritisch einzuschätzen als im Hauptpfad I.

Die Reduzierung des Endenergieverbrauchs um insgesamt rund 10 % gegenüber 1988 reicht hinsichtlich der Einhaltung der 25 %igen Reduktion der CO_2-Emissionen aus, wenn gleichzeitig

- eine Erhöhung der Wärmeerzeugung aus Wärmekraftkopplung um das Zweifache erreicht wird,
- eine Ausweitung der inländischen Kernenergienutzung von 145 TWh/a Bruttostromerzeugung (1988) auf 204 TWh/a (2005) bzw. um rund 9 GW_{el} möglich ist,
- der Import weiterer 60 TWh/a Elektrizität aus CO_2-freien Energieträgern angenommen wird (bzw. alternativ weitere 9 GW_{el} Kernkraftwerksleistung im Inland),
- die erneuerbaren Energiequellen in ihrer direkten Nutzung auf einen Beitrag von 195 TWh/a Primärenergieäquivalent gesteigert werden. Dies entspricht etwa der Obergrenze des „wirtschaftlichen" Potentials in der Untersuchung der Klima-Enquete-Kommission (vgl. Tab. 6.3).

Die Mobilisierung der erneuerbaren Energiequellen auf den letztgenannten Wert erfordert auch im Hauptpfad II beträchtliche Anstrengungen, allerdings halbieren sich nahezu die erforderlichen Beiträge im Wärmebereich im Vergleich zum Hauptpfad I und mildern den Zeitdruck hinsichtlich der Implementierung der entsprechenden Anlagen und des Aufbaus einer entsprechenden Vermarktungs- und Installationskapazität. Andererseits liegen die angenommenen Endenergiebeiträge immerhin um das 2,5fache über den Werten der Status-quo-Variante von PROGNOS.

Der ermittelte Beitrag der Kernenergie verlangt den zusätzlichen Bau von weiteren 7 Kraftwerken mit je 1300 MW_{el} bis 2005 und die Inanspruchnahme derselben Kapazität im Ausland, falls „CO_2-freier" Strom importiert werden soll. Angesichts der langen Planungs- und Genehmigungszeiten für Kernkraftwerke bestünde hierfür ebenfalls unmittelbarer politischer Handlungsbedarf.

Darüber hinaus wären, bis auf die Kernenergie, ähnliche Festlegungen wie im Hauptpfad I zu treffen, die allerdings bezüglich Intensität und Zeitdruck nicht dieselbe Dringlichkeit hätten.

6.2.3 Reduktion der CO_2-Emissionen bis 2005

Eine abschließende Bilanzierung des Zeitraums bis 2005 hinsichtlich der Wirksamkeit der Maßnahmen zur Reduktion der CO_2-Emissionen zeigt die Tab. 6.4, differenziert nach vier prinzipiellen Möglichkeiten der Vermeidung von CO_2-Emissionen. Erkennbar ist der generell bis zum Jahr 2005 begrenzte Beitrag erneuerbarer Energiequellen, die starke erforderliche Kompensation der gegenwärtig durch Kernenergie vermiedenen Emissionen durch Energieeinsparungen in Hauptpfad I und die Notwendigkeit, das unterstellte Wirtschaftswachstum in allen Untersuchungen durch erheblich verstärkte Anstrengungen zur rationelleren Energieverwendung mehr als zu kompensieren. Hauptpfad II ermöglicht auch im Bereich der Substitution wegen des starken Rückgangs der Kohle bei dem angenommenen Ausbau der Kernenergie und der erneuerbaren Energiequellen eine zusätzliche Reduktion des CO_2 um 4 % bis 2005.

Da im Hauptpfad I bis 2005 überwiegend Mineralöl ersetzt und Kohle für die Stromerzeugung eingesetzt wird, tritt dort dieser zusätzliche Substitutionseffekt nicht ein.

Ersichtlich ist ebenfalls, daß die Variante E der Klima-Enquete-Kommission etwa eine „mittlere" Entwicklung zwischen den Hauptpfaden I und II darstellt, was die Beiträge der Energieeinsparung und der Kernenergie zur Reduktion der CO_2-Emissionen anbelangt.

Als wesentliche Steuerungsgröße für die notwendigen Umstrukturierungen dienen deutlich höhere Energiepreise. Szenarien, welche von moderaten Energiepreisanstiegen ausgehen (Variante M der Klima-Enquete, Varianten R und S von PROGNOS), erreichen bis 2005 keine 25 %ige Reduktion der CO_2-Emissionen. Unterstellt man jedoch eine Verdoppelung der Brennstoffpreise und eine Erhöhung der Strompreise um etwa den Faktor 1,5 gegenüber einer moderaten Preisentwicklung (vgl. Tab. 6.5), wie für die Einsparvariante E der Klima-Enquete vorgeschlagen bzw. diskutiert, so wird die Erreichung der Umstrukturierungsziele innerhalb des Zeitraums bis 2005 für möglich gehalten.

Tabelle 6.4

Beiträge zur Reduktion der CO_2-Emissionen bis zum Jahr 2005 in den Hauptpfaden und in den Varianten der Enquete-Kommission (in Mio. t CO_2/a)

Bereich	TA-Wasserstoff		Klima-Enquete	
	I	II	M	E
Wachstum und parallele Einsparung	– 234	– 80	+ 20	– 115
Kernenergie + Import	+ 109[1])	– 72	–	–
Substitution	± 0	– 25[2])	– 45[3])	– 45[3])
Erneuerbare Energiequellen	– 54	– 30	– 25	– 25
Gesamt	– 179	– 207	– 50	– 185
Anteil an derzeitigen energiebedingten CO_2-Emissionen[4]) (%)	– 25	– 29	– 7	– 26

[1]) Wegfall der gegenwärtig vermiedenen Emissionen
[2]) Stärkere Reduktion von Kohle im Vergleich zu Hauptpfad I wegen Ausbau der Kernenergie; Zunahme von Erdgas
[3]) Substitution durch Erdgas und Kernenergie (Zubau bis 1990)
[4]) 715 Mio. t CO_2/a

Tabelle 6.5

Reale Preise[1]) für Energieträger lt. Analyseraster der Klima-Enquete-Kommission für das Jahr 2005 (in DM [1988]/$kWh_{th, el}$)

	1987	2005 Moderate Variante	2005 Einspar-Variante (Vorschlag)
Brenn-, Treibstoffe			
Leichtes Heizöl, Haushalte	0,039	0,054	0,108
Leichtes Heizöl, Großverbraucher	0,034	0,052	0,104
Erdgas, Haushalte	0,048	0,065	0,130
Erdgas, Großverbr.	0,022	0,039	0,078
Motorenbenzin	0,109	0,157	0,314
Diesel	0,093	0,137	0,274
Steinkohle — deutsche Kohle, Brikett[2])	0,071	0,100	0,200
— deutsche Kohle, Großabnehmer[2])	0,035	0,038	0,076
— Importkohle, Großabnehmer	0,011	0,017	0,034
Elektrizität[3])			
Haushalte	0,252	0,261	0,325
Heizstrom	0,108	0,109	0,167
Industrie, Hochspannung	0,142	0,142	0,210

[1]) ohne MWSt, einschl. Verbrauchssteuern
[2]) Erzeugerpreise
[3]) ohne MWSt, 1987 einschl. Ausgleichsabgabe

Quelle: Analyseraster zum Studienprogramm der Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" Version 3.0 vom 17. 8. 89 sowie zusätzl. Datenblatt von FhG/ISI vom 6. 9. 89.

Preise 1987 in Mengeneinheiten (ohne MWSt)

Heizöl: Haushalte	0,39 DM/l,	Großverbraucher	0,34 DM/l
Erdgas: Haushalte	0,42 DM/m³,	Großverbraucher	0,19 DM/m³
Motorbenzin:	1,00 DM/l,	Diesel:	0,93 DM/l
Steinkohle: Brikett	0,58 DM/kg,	Großabnehmer	0,28 DM/kg

6.2.4 Bedeutung der Phase bis 2005 für den solaren Wasserstoff

Solarer Wasserstoff wird in beiden Hauptpfaden bis zum Jahr 2005 nicht in energiewirtschaftlich relevanten Mengen eingesetzt werden. Aus Speichergründen besteht bis zu diesem Zeitpunkt kein Bedarf; im Verkehrssektor ist zunächst die Einsparung fossiler Energien zweckmäßiger. Zudem ist das Kostenniveau von solarem Wasserstoff zu diesem Zeitpunkt selbst im günstigsten Fall (Wasserstoff aus Windenergie mit 0,22 DM/kwh_{th}) noch etwa doppelt so hoch wie der mit einer Abgabe bzw. Steuer belastete Preis von Heizöl oder Erdgas entsprechend obigen Anmerkungen (vgl. Tab. 6.5). Flüssigwasserstoff aus sehr preiswerter Elektrizität (Beispiel Kanada, Wasserkraft, 4 Dpf./kWhel) kann bis zu diesem Zeitpunkt ebenfalls nicht mit fossilen Treibstoffen konkurrieren.

Andererseits wird durch die Forderung nach 25 %iger Reduktion der CO_2-Emissionen bis zu diesem Zeitpunkt, verbunden mit einem daraus abgeleiteten Aufschlag auf die allgemeinen Energiepreise, die Option in Richtung „solarer Wasserstoff" in indirekter Weise weiter geöffnet, wenn von einer intensiven Ausweitung der Kernenergie einmal abgesehen wird.

Dies wird bewirkt durch eine verstärkte Ausschöpfung der technischen Potentiale der dezentral ver-

fügbaren erneuerbaren Energiequellen im Inland (und bei gemeinsamem europäischen Vorgehen insbesondere auch in südeuropäischen Ländern), welche einer Nutzung von Wasserstoff in jedem Fall vorangehen muß. Der Status der Solartechnologien bietet bei entsprechender Nutzung im Jahr 2005 wesentlich bessere und sicherere Voraussetzungen zur Konkretisierung einer solaren Energiewirtschaft unter Einschluß von Wasserstoff als dies derzeit der Fall ist. Bei 30 bis 35 % Ausschöpfung des technischen Potentials der dezentralen Nutzung (d.h. Solarzellen ausschließlich und Kollektoranlagen überwiegend auf Hausdächern u.ä., kein Energiepflanzenanbau), wie er z.B. dem Hauptpfad II bzw. der Obergrenze der Untersuchung der Klima-Enquete zugrunde liegt (vgl. Tab. 6.3), und der Voraussetzung eines nach 2005 deutlich expandierenden Marktes kann der Status der Solartechnologien im Jahr 2005 entsprechend Tab. 6.6 charakterisiert werden.

Tabelle 6.6

Bestand und Fertigungskapazitäten einiger solarer Technologien im Jahr 2005 entsprechend der Entwicklung im Hauptpfad II.

		Bestand 1988	Bestand 2005	Jährliche Fertigungskapazität 2005
Flachkollektoren	(km^2)	0,25	80	10
Biogasanlagen	(Stück)	100	44 000	4 000
Wärmepumpen	(Stück)	$0{,}3 \cdot 10^6$	$1{,}9 \cdot 10^6$	$0{,}13 \cdot 10^6$
Windkraftanlagen	(Stück)	700	8 600	1 000
	(MW_{el})	10	2 000	250
PV-Anlagen	(km^2)	0,02	10	2,5
	(MW_{el})	1,5	1 000	250
Wasserkraftwerke	(MW_{el})	2 900	4 800	

Nicht so sehr die bis dahin erzielbaren Deckungsbeiträge (im Hauptpfad II knapp 7 % des Primärenergieverbrauchs) sind von Bedeutung, sondern die in Gang gesetzte Marktdynamik, welche aus den jährlichen Fertigungsraten im Jahr 2005 ersichtlich ist. Nur in diesem Zusammenhang sind die angenommenen Kostensenkungen plausibel (Wind 20 bis 30 %; Photovoltaik bis 80 %). Außerdem sind nur in Wechselwirkung mit dem praktischen Einsatz weitere mögliche technologische Verbesserungen und Erfahrungen umsetzbar. Die in Tab. 6.6 aufgeführten Technologien wären zudem allgemein oder in Marktnischen (PV) unter den o.g. Randbedingungen hinsichtlich der Energiepreise weitgehend wirtschaftlich (vgl. Tab. 6.5). Das mittlere Kostenniveau der solaren Wärmeerzeugung im Jahr 2005 liegt im Hauptpfad II bei 0,074 DM/kwh_{th}, das der solaren Stromerzeugung (Mischwert aus Wasserkraft, Biomasse, Wind und geringfügig PV) bei 0,136 DM/kwh_{el} (4 % Zins).

Hinsichtlich der Bedeutung für den solaren Wasserstoff braucht bis zum Jahr 2005 nicht zwischen den beiden Hauptpfaden unterschieden zu werden. Hinreichend ist eine „überkritische" Erschließung der dezentralen Potentiale erneuerbarer Energiequellen, wie sie in beiden Pfaden angenommen wurde, aber auch noch von der Variante E der Klima-Enquete erfüllt wird. Werden die Ausbauziele für die dezentralen Solartechnologien (insbesondere die sehr anspruchsvollen des Hauptpfades I) bis zum Jahr 2005 nicht vollständig erreicht, so ist dadurch die Option „Solarer Wasserstoff" nicht hinfällig, verschiebt sich aber zeitlich entsprechend.

Beim weiteren Ausbau der Kernenergie und einer gleichzeitigen Ausweitung der solaren Technologien, wie im Hauptpfad II angenommen, wird eine relativ konfliktfreie Parallelentwicklung beider Technologiekategorien vorausgesetzt, wovon aufgrund der Erfahrungen der Vergangenheit nicht ohne weiteres auszugehen ist. Erforderlich wäre hier eine politische Unterstützung bei der Organisation der „dezentralen" Elemente der Energieversorgung.

Unter der Voraussetzung, daß obige Entwicklungen angestoßen werden, besteht darüber hinaus kein unmittelbarer politischer Handlungsbedarf zur Einführung solaren Wasserstoffs bis zum Jahr 2005. Politisches Einwirken sollte sich in dieser Phase hinsichtlich solaren Wasserstoffs im wesentlichen auf die Sicherstellung weiterer Entwicklungs- und Demonstrationsvorhaben für Technologien der solaren Stromerzeugung (größere PV- oder solarthermische Kraftwerke) und der Wasserstofferzeugung (Weiterentwicklung von Elektrolysen) konzentrieren.

6.3 Der Zeitraum 2006 bis 2050

Nach 2005 vollzieht sich in beiden Hauptpfaden sowohl der weitere Ausbau der solaren Energienutzung im Inland als auch der Einstieg in die Nutzung des solaren Wasserstoffs. Dies geschieht vor dem Hintergrund einer weiteren stetigen Anstrengung zur rationellen Energieverwendung mit einer weiteren Halbierung der Energieintensität des Jahres 2005 (vgl. Tab. 6.1). Die weitere Reduktion des Energieverbrauchs orientiert sich an den heute sichtbaren technischen Potentialen, die teilweise eine 80 %ige Verringerung des Energieeinsatzes bei gleicher Energiedienstleistung (z.B. Raumheizung, Fahrzeuge) auf lange Sicht erkennen lassen und läuft in beiden Pfaden mit ähnlicher Intensität, allerdings von unterschiedlich hohem Niveau aus, ab. Die Umsetzungsrate von Energieeinsparmaßnahmen ist in diesem Zeitraum nur noch etwa halb so groß wie im Zeitraum 1989 — 2005. Die angenommene Reduktion der Energieintensität ersetzt in beiden Pfaden rund 65 Mill. t SKE/a fossile Energieträger. Eine 75 %ige Reduktion der CO_2-Emissionen verlangt jedoch eine Reduktion auf insgesamt rund 80 Mill. t SKE/a, so daß weitere 110 Mill. t SKE/a durch CO_2-freie Energiequellen ersetzt werden müssen. Der Schwerpunkt der Aktivitäten liegt also im Gegensatz zur Periode bis 2005 in der Umstrukturierung des Energieangebots und weniger in der weiteren Reduktion des Energieverbrauchs.

6.3.1 Die Aufbauvarianten im Hauptpfad I

Im Hauptpfad I geschieht diese Reduktion fossiler Energien ausschließlich durch erneuerbare Energien. In dieser Entwicklungslinie muß daher der Weg zur weitgehenden Erschließung der Sonnenenergie konsequent fortgesetzt werden, was bis zum Jahr 2025 auch zum Einsatz von Wasserstoff führt, da das wachsende solare Stromangebot anders nicht bedarfsangepaßt umgesetzt werden kann. Die Festlegung auf erneuerbare Energiequellen als Hauptenergiequelle verlangt nach 2005 sowohl die möglichst weitgehende Ausschöpfung der lokalen, dezentralen Potentiale als auch eine Entscheidung darüber, in welchem Maße weitere zentrale, d.h. Solaranlagen größerer Leistung im Lande erstellt werden oder ob hauptsächlich der Import solarer Energie (Strom und/ oder Wasserstoff) in Betracht gezogen werden soll.

Im ersten Fall (Aufbaustrategie entsprechend Variante B) kann der Import von solaren Energieträgern bis zum Jahr 2025 offengehalten werden; dafür müssen rund 120 GW_{el} (entsprechend 2300 km^2 Modulfläche) Photovoltaiksysteme in der Bundesrepublik erstellt werden und teilweise ihre Stromproduktion über Elektrolysen vom Verbrauch entkoppelt werden. Im zweiten Fall (Aufbaustrategien entsprechend Varianten A, C und D) sind — parallel zur vollen Ausschöpfung der dezentralen Potentiale im Lande selbst — verschiedene Kombinationen des Imports von solarer Elektrizität, gasförmigem und/ oder flüssigem Wasserstoff denkbar. Letzterer scheidet allerdings aus, wenn keine preiswerte Wasserkraft zur Verfügung steht. In jedem Fall müssen im Hauptpfad I die wesentlichen Schlüsseltechnologien nach 2005 (Elektrolysen, Transportsysteme, Brennstoffzellen u.ä.) großtechnisch einsatzbereit sein; der Betrieb größerer solarer Stromerzeugungssysteme sollte bereits Routinecharakter haben.

Die zweckmäßigste Struktur einer zukünftigen Energieversorgung mit großen solaren Anteilen kann aus heutiger Sicht noch nicht festgelegt werden. Die Ergebnisse des Variantenvergleichs im Hauptpfad I hinsichtlich der Energiegestehungskosten deuten jedoch darauf hin, daß folgendes stufenweise Vorgehen zweckmäßig erscheint:

— Zunächst möglichst hohe direkte Nutzung solar erzeugter Elektrizität durch angepaßte Regelung auf lokaler Ebene und im Verbundnetz und durch Beeinflussung der tageszeitlichen Stromnachfrage sowie durch weitgehende Ausnutzung der relativ preisgünstigen Pumpspeicheranlagen. Batterie- oder Wasserstoffspeicherung treten allenfalls lokal in kleineren Einheiten auf. Der direkt nutzbare Anteil solarer Elektrizität kann auch durch den Import aus solarthermischen Kraftwerken erhöht werden.

— Ist weitere Strombereitstellung aus regenerativen Quellen zwingend erforderlich, muß ein Teil der Elektrizität zwischengespeichert werden (nur für Kraft/Licht-Bedarf, da für Wärmeerzeugung der direkte Wasserstoffeinsatz zweckmäßiger ist). In jedem Fall verteuert sich der Strom dadurch deutlich (ca. 2fach). Kostengünstigster Fall ist unter diesen Randbedingungen dann die Batteriespeicherung unmittelbar am ausländischen Erzeugungsort und der Import des Stroms. Rückverstromung von Wasserstoff und Batteriespeicherung im Inland (wesentlich geringere Ausnutzung) sind dagegen relativ teurer.

— Darüber hinaus ist der Import gasförmigen Wasserstoffs und sein direkter Einsatz als Brennstoff die günstigste Alternative. Rückverstromung von Wasserstoff sollte aus o.g. Gründen vermieden oder gering gehalten werden (Varianten C und D).

— Der Einsatz von flüssigem Wasserstoff ist auf längere Sicht nur empfehlenswert, wenn sehr preiswerte Elektrizität, z. B. aus Wasserkraft, zur Verfügung steht, die anders (z.B. wegen Überseetransport) nicht genutzt werden kann. Um die Begrenztheit einer derartigen Stromquelle zum Ausdruck zu bringen, wurde die maximal für die BRD zur Verfügung stehende Elektrizität aus ausländischer Wasserkraft auf 180 TWh/a, entsprechend 27 GW_e begrenzt.

Die mittleren Kosten der solaren Endenergie weichen in den Varianten um maximal 10 % von der (teuersten) Referenzvariante ab. Unter Berücksichtigung obiger Gesichtspunkte konnte eine „optimale“ Variante C/1 gefunden werden, welche hinsichtlich der mittleren solaren Energiekosten um 20 % geringere Kosten als Variante A aufweist (Tab. 6.7).

Tabelle 6.7

Sensitivität der Aufbauvarianten des Pfades I hinsichtlich der solaren Energiegestehungskosten (mittlere Kosten der solar erzeugten Endenergie in DM (1988)/kWh)

Zeitpunkt	Varianten					Mittelwert[1]	
	A	B	C	D	C/1		
1988						0,064[2]	
2005	0,093	–	–	–	–	0,093	
2025	0,191	0,184	0,172	0,187	0,160	0,175	± 9%
2050	0,245	0,245	0,235	0,222	0,195	0,220	± 11%

[1]) Die Abweichungen bei den einzelnen Energieträgern sind größer
[2]) heutiges mittleres Preisniveau (Mischwert aus gesamtem Energieträgermix, vgl. Kapitel 4, Tab. 4.4)

Trotz der grundsätzlichen Unsicherheiten über die Struktur einer solaren Energieversorgung in den Jahren 2025 oder 2050 kann daher das Unsicherheitsband hinsichtlich der mittleren Energiegestehungskosten (bei unveränderten Annahmen über die Kostenentwicklung der einzelnen Schlüsseltechnologien) auf + 10 % eingegrenzt werden. Es können also Aussagen über das generelle Kostenniveau einer solaren Energieversorgung gemacht werden, ohne im Detail die Strukturen festlegen zu müssen.

Mit zunehmender Erschließung der solaren Technologien sind Kostensteigerungen verbunden, die zum einen aus der wachsenden Inanspruchnahme der teureren Stromerzeugungstechnologien (PV, Solarthermische Kraftwerke), zum anderen durch wachsende Aufwendungen für Speicherung und Umwandlung in eine bedarfsangepaßte Form entstehen.

Diese Kostensteigerungen sind im Hauptpfad I ausgeprägter als im Hauptpfad II wegen der sehr weitgehenden Umstrukturierung der Energieversorgung in Richtung erneuerbare Energiequellen (2025: 36 %; 2050: 69 % Anteil am Endenergieverbrauch). Die durchschnittlichen Ausgaben je kWh regenerativer Endenergie steigen somit im Hauptpfad I bis 2005 auf das 1,5fache (und liegen somit bis zu diesem Zeitpunkt im Bereich der von verschiedenen Seiten vorgeschlagenen Preissteigerungen, vgl. Abschnitt 6.2.3), bis 2025 auf das 2,7fache und bis 2050 auf das 3,4fache des heutigen mittleren Energiepreisniveaus (siehe auch Abschnitt 1.2.1 in diesem Band).

6.3.2 Die Aufbauvarianten im Hauptpfad II

Obwohl auch in diesem Pfad die Nutzung erneuerbarer Energiequellen stetig ausgedehnt wird, stellt sich die Situation in Bezug auf Wasserstoff zunächst (bis etwa 2025) deutlich anders dar als im Hauptpfad I. Der wachsende Kernenergieanteil erlaubt eine stärkere Verlagerung der Endenergieträgerstruktur auf Elektrizität und damit bei einem jährlichen Angebot solarer Elektrizität wie im Hauptpfad I anteilig eine höhere Direktnutzung dieses Stroms. Ein größerer Speicherbedarf entsteht daher bis zum Jahr 2025 nicht. Der Einsatz von solarem Wasserstoff hängt bis zu diesem Zeitpunkt ausschließlich davon ab, ob er als Treibstoffsubstitut genutzt werden soll (was wiederum die Verfügbarkeit preisgünstiger Wasserkraft voraussetzt). Eine etwaige starke Ausweitung von Elektromobilen würde daher im Hauptpfad II die Wasserstoffanwendung bis in die Zeit nach 2025 verschieben. Auch noch im Jahr 2050 würde Wasserstoff ausschließlich alternativ als Treibstoff oder Brennstoff eingesetzt, da für die Stromversorgung (543 TWh/a entsprechend 130 % von 1988) ausreichend nukleare Kraftwerksleistung und direkt nutzbarer Solarstrom zur Verfügung stünde. Der fossile Beitrag zur Stromerzeugung wäre auf reine Regelungsaufgaben und kurzfristige Leistungsbereitstellung reduziert.

Die Weiterentwicklung des Hauptpfades II bis zum Jahr 2050 mit einer Verdoppelung des Anteils der Elektrizität am Endenergieverbrauch gegenüber heute (32 %iger regenerativer Anteil; 66 %iger nuklearer Anteil an der Strombereitstellung) setzt eine starke Durchmischung solarer und nuklearer Kraftwerke voraus und damit auch eine sehr weitgehende Anpassung der Stromerzeugung aus der Kernenergie an den Lastverlauf und das Stromangebot aus regenerativen Stromquellen. Dies äußert sich u.a. in einer Verringerung der Auslastung der Kernkraftwerke von 6420 h/a (1988) über 6500 h/a (2005) auf 5400 h/a (2025) und 4000 h/a (2050). Ein Teil ist auf den hohen Beitrag der Kernenergie zur Stromversorgung an sich zurückzuführen (vgl. mit Frankreich 1989)[1]); die weitere Reduktion (im Zeitraum 2025 bis 2050) hängt im wesentlichen mit der Anpassung an das solare Stromerzeugungsprofil zusammen.

Eine optimale Konfiguration der Stromerzeugung in diesem Status der Ausbaustrategie des Hauptpfades II konnte nicht untersucht werden. Naheliegend wäre bei dieser Entwicklungslinie eine Wasserstofferzeugung mit Überschußstrom aus der ohnehin vorhandenen Kernenergie, um deren Auslastung zu erhöhen. Solarer Wasserstoff würde somit im Hauptpfad II weiter an Bedeutung verlieren. Bei einer Ausnutzungsdauer der Kernenergie im Jahr 2050 von 6400 h/a (entsprechend dem heutigen Wert) könnten rund 165 TWh/a Wasserstoff zusätzlich produziert werden, was den in den jetzigen Aufbaustrategien ermittelten Bedarf an solarem Wasserstoff von 300 TWh/a praktisch halbieren würde und seinen Anteil am Endenergieverbrauch somit auf rund 9 % verminderte.

[1]) Der Ausbau der Kernenergie des Hauptpfades II im Jahr 2025 mit 54 GW_{el}; 293 TWhel und damit einer Ausnutzungsdauer von 5400 h/a entspricht etwa dem gegenwärtigen Zustand in Frankreich (53,6 GW_{el}; 300 TWh_{el} und 5600 h/a).

Tabelle 6.8

Sensitivität der Aufbauvarianten des Pfades II hinsichtlich der solaren Energieentstehungskosten (mittlere Kosten der solar erzeugten Endenergie in DM (1988)/kWh)

Zeitpunkt	Varianten					Mittelwert	
	A	B	C	D	C/1		
1988						0,064	
2005	0,095	–	–	–	–	0,095	
2025	0,142	0,140	0,138	0,143	0,138	0,140	± 2 %
2050	0,210	0,215	0,209	0,186	0,180	0,195	± 8 %

Eine sich vermehrt auf Kernenergie abstützende Energieversorgung würde daher vermutlich keinen oder nur geringen Bedarf an solarem Wasserstoff haben. Der Beitrag erneuerbarer Energiequellen würde sich im wesentlichen auf die lokale, direkte Wärmebereitstellung und die direkte Einspeisung solarer Elektrizität beschränken.

Hinsichtlich der Streubreiten der mittleren Kosten der solaren Endenergien zeigen sich im Hauptpfad II ähnliche Tendenzen wie im Hauptpfad I (Tab. 6.8).

Für eine „Optimierung" der solaren Seite (Variante C/1) besteht jedoch weniger Spielraum. Die Kostensteigerungen mit zunehmender Erschließung der solaren Technologien sind geringer, da die Aufwendungen für Speicherung und Umwandlung in eine bedarfsangepaßte Form weniger aufwendig als in Hauptpfad I sind. Beispielsweise wird keine H_2-Rückverstromung erforderlich. Das mittlere Kostenniveau der regenerativen Energien steigt daher bis zum Jahr 2025 auf das 2,2fache und bis 2050 auf das 3fache des heutigen mittleren Energiepreisniveaus.

7. Handlungsempfehlungen

7.1 Ausgangsbedingungen

Die Forderung, die Kohlendioxidemissionen bis zum Jahr 2005 um 25 % und bis zur Mitte des nächsten Jahrhunderts um etwa 75 % zu senken, stellt die Energiepolitik der Bundesrepublik vor eine Aufgabe von bisher nicht gekannter Größe und bringt neue Qualitäten in die Bewertung zukünftiger Energiestrategien.

Grundsätzlich ergibt sich die Notwendigkeit, den Verbrauch fossiler Energieträger entgegen den herrschenden Bedingungen auf dem Weltmarkt deutlich zu senken und klimaverträglichere Alternativen, also Energieeinsparungen und nichtfossile Energiequellen, trotz ihrer teilweise höheren Kosten und anderer Einschränkungen rasch und in einem weit größeren Umfang einzusetzen, als es unter den gegenwärtigen Marktbedingungen der Fall wäre. Bei Beibehaltung des gegenwärtigen energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Status wird dies nicht gelingen. Weder die rationelle Energieverwendung noch die erneuerbaren Energiequellen werden dann bis zum Jahr 2005 den Versorgungsbeitrag leisten können, der erforderlich wäre, um die Vorgaben in dieser Untersuchung hinsichtlich des Verbrauchs fossiler Energieträger und (im Hauptpfad I) eines Verzichts auf die Kernenergie erfüllen zu können. Dagegen sprechen, vor allem im Falle der erneuerbaren Energiequellen, ökonomische Gründe und, insbesondere im Falle der rationellen Energieverwendung, eine Vielzahl auch außerökonomischer Hemmnisse.

Sollen daher die Hauptpfade I und II in ihren mengenmäßigen und zeitlichen Vorgaben umgesetzt werden, so verlangt dies politisches Handeln und Korrekturen der bestehenden Marktmechanismen der Energieversorgung, die weit über das bisher übliche Maß (z.B. Anpassung nach den Ölpreiskrisen) hinausgehen. Der Handlungsbedarf ist kurzfristig in Hauptpfad I deutlich größer, bei dem nicht nur der Verbrauch fossiler Energiequellen deutlich reduziert, sondern auch bis zum Jahr 2005 auf die Kernenergie verzichtet werden soll.

Aber auch im Hauptpfad II entsteht durch die Forderung nach deutlicher Reduktion der fossilen Energiequellen ein ähnlich ausgerichteter, wenn auch abgeschwächter Handlungsbedarf hinsichtlich rationeller Energieverwendung und erneuerbarer Energiequellen.

Die Untersuchung zeigt, daß die CO_2-Problematik zunächst weitgehend den Handlungsbedarf hinsichtlich Intensität und Umsetzungsgeschwindigkeit bestimmt. Er kann nicht darauf zurückgeführt werden, daß etwa schon innerhalb der kommenden Dekade eine solare Wasserstoffwirtschaft aufgebaut werden soll. Nach den Ergebnissen dieser Untersuchung ist der Bedarf an solarem Wasserstoff erst deutlich nach 2005 zu erwarten. Energiepolitisches Handeln ist vielmehr gefordert, um die notwendigen Maßnahmen zur rationellen Energieverwendung und -bereitstellung sowie zur dezentralen Nutzung erneuerbarer Energiequellen voranzutreiben, die einer umfassenderen Nutzung erneuerbarer Energiequellen mittels Wasserstoff in beiden Pfaden vorangehen müssen. Der Handlungsbedarf zum „solaren Wasserstoff" muß sich an einer Rangfolge vorzunehmender Entwicklungsschritte orientieren, welche sich im wesentlichen aus der Reife der erforderlichen Technologien für die vorgelagerten Bereiche der Energieversorgung, ihren Kosten und aus dem Grad ihrer Mobilisierbarkeit ergibt.

Diese generelle Dominanz der CO_2-Problematik nimmt den Handlungsempfehlungen weitgehend den Charakter von Optionen hinsichtlich der Hauptpfade (Begründung hauptsächlich in Kapitel 6: „Vergleich und Beurteilung der Pfade"). Die Handlungsempfehlungen stellen — aus der Sicht der Gutachter — vielmehr vorzunehmende Schritte dar, falls die Toronto-Forderungen zur Reduktion der CO_2-Emissionen in der Bundesrepublik erfüllt werden sollen. Sie konzentrieren sich auf den Gegenstand der Untersuchung, nämlich auf „Solare Energiequellen und Wasserstoff". Die Handlungsempfehlungen gehen also nicht (bzw. nur am Rande) darauf ein, wie im Hauptpfad II eine weitgehende Akzeptanz für Kernenergie erreichbar wäre, die den Handlungsdruck hinsichtlich der Erschließung erneuerbarer Energiequellen und des solaren Wasserstoffs mildern — aber nicht völlig vermeiden — würde bzw. ob eine derartige Entwicklung überhaupt empfehlenswert ist. Der Grund dafür ist, daß die mit einer verstärkten und dauerhaften Nutzung der Kernenergie verbundenen Folgen und Kosten hier nicht untersucht wurden.

Der Bereich „Rationelle Energieverwendung", insbesondere der Verkehrssektor, konnte — gemessen an seiner Bedeutung — bei weitem nicht ausreichend in den Handlungsempfehlungen berücksichtigt werden. Hierzu sei auf die sehr gründlichen Untersuchungen der Klima-Enquete-Kommission verwiesen.

Letztlich hat die bisherige Dynamik der Industriegesellschaft selbst den derzeitigen Handlungsdruck im Energiebereich hervorgerufen. Es muß daher gefragt werden, ob die klassischen Instrumente „Markt" und „Staat" allein überhaupt ausreichen, eine derartige Umstrukturierung der Energieversorgung herbeizuführen. Es dürfte auch erforderlich sein, die gegenwärtigen Werthaltungen und gesellschaftlichen Einstellungen zum Umgang mit Energie zu überprüfen und darauf hinzuwirken, daß sie sich in Richtung einer größeren Verantwortung für Umwelt, Gemeinwohl und Nachwelt verändern. Eine besondere politische Aufgabe besteht darin, den Bürgern die Probleme mit unserer Art der Energieversorgung sowie den „Wert" umwelt- und insbesondere klimaverträglicher Energie zu vermitteln, die aus der Sicht des Verbrauchers teurer sein wird als heute.

Die folgenden Handlungsempfehlungen werden vor diesem Hintergrund abgegeben. Es wird vorausgesetzt, daß der politische Wille und die gesellschaftliche Einsicht vorhanden sind, die o. g. Umgestaltung der Energieversorgung in dem vorgesehenen Zeitrahmen durchzusetzen und den Wandlungsprozeß dabei so zu gestalten, daß der gesamtwirtschaftlicher Nutzen — unter Einschluß der Umwelt — wächst und die einzelwirtschaftlichen Nachteile des Umstrukturierungsprozesses möglichst gering bleiben.

Die Handlungsempfehlungen stützen sich auf die im Materialienband V der vorliegenden Studie ermittelten Folgen und Realisierungserfordernisse des Aufbaus einer solaren Energieversorgung unter Einschluß von Wasserstoff (vgl. auch Kapitel 5). Sie sind damit primär auch Handlungsempfehlungen zur Einführung einer solaren Energieversorgung, da diese Voraussetzung für eine solare Wasserstoffwirtschaft ist. Sie leiten sich ab aus den ermittelten Energiegestehungskosten der solaren Energiesysteme und den Kostenrelationen zu den gegenwärtigen Energiepreisen sowie aus einer Reihe struktureller, administrativer und sonstiger Hemmnisse, die der Ausschöpfung an sich wirtschaftlicher Potentiale entgegenstehen.

Die Handlungsempfehlungen berücksichtigen auch, daß die zu lösende Aufgabe nur in internationaler Abstimmung und Arbeitsteilung erfolgen kann. Deshalb sind sowohl die Vorteile einer Vorreiterrolle, welche vielfältige Innovationsanstöße auslösen kann, zu beachten, als auch die Nachteile eines zu weiten nationalen Vorauseilens, welches zu unangemessener Verteuerung der nationalen Wirtschaftsproduktion und damit zu einer Belastung der Wettbewerbsfähigkeit führen kann.

7.2 Wesentliche Handlungsfelder

Politischer Handlungsbedarf leitet sich aus Hemmnissen ab, welche einer verstärkten und rascheren Ausschöpfung technischer Potentiale der rationellen Energieverwendung und der erneuerbaren Energiequellen im Wege stehen. Dies gilt, wie in Kapitel 6 begründet, bis zum Zeitpunkt 2005 für beide Hauptpfade tendenziell in gleichem Maße — wenn auch mit stärkerer Ausprägung in Pfad I —, so daß im folgenden hinsichtlich dieser beiden Bereiche nicht ausdrücklich zwischen den Hauptpfaden unterschieden wird.

Die Ursachen für derartige Hemmnisse lassen sich in drei Bereiche aufteilen:

(I) Die aus den Unzulänglichkeiten des marktwirtschaftlichen Prozesses bei der Berücksichtigung externer (sozialer) Kosten der Energiegewinnung resultierenden niedrigen Energiepreise. Umweltverträglichere und ressourcenschonende Energieversorgungsoptionen besitzen daher generell keine oder zu geringe Entfaltungsmöglichkeiten.

(II) Unzureichende Förderung der Entwicklung und der Markteinführung technisch aussichtsreicher Systeme, die sich nahe an der Wirtschaftlichkeitsschwelle befinden, so daß deren technologische und ökonomische Verbesserungsmöglichkeiten wegen mangelnder praktischer Erprobungsmöglichkeiten nicht zum Tragen kommen.

(III) Sonstige strukturelle, energiewirtschaftliche, institutionelle und administrative Gegebenheiten, welche die Ausschöpfung wirtschaftlicher Potentiale verlangsamen oder verhindern.

Im Bereich I sind Instrumente einzusetzen, welche dazu führen, daß externe Schadens- und Folgekosten der Energieversorgung in die einzelwirtschaftliche Kostenermittlung aufgenommen werden (müssen). Dies können Abgaben und Steuern auf Energieträger oder Emissionsrechte (Zertifikate) sein.

Im Bereich II bedarf es einer gezielten und nach Technologiegruppen und Zeitdauer differenzierten öffentlichen Förderung sowohl weiterer Forschungs- und Entwicklungsarbeiten als auch der Unterstützung der Markteinführung.

Im Bereich III sind zahlreiche und vielfältige Einzelschritte und Maßnahmen erforderlich, um die Benachteiligungen für rationelle Energieverwendung und erneuerbare Energiequellen abzubauen.

7.3 Bereich I: Berücksichtigung externer Kosten

Eine zentrale energiepolitische Bedeutung für die Durchsetzung der in den beiden Hauptpfaden beschriebenen Wege kommt der grundlegenden Verbesserung der ökonomischen Randbedingungen für Maßnahmen zur rationellen Energieverwendung und zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen zu. Da die gegenwärtig sowie auf mittlere Sicht absehbar niedrigen Energiepreise kaum einen Anreiz zur notwendigen Ausschöpfung des in diesen beiden Bereichen gegebenen Potentials bieten, muß eine deutliche Korrektur der Energiepreise nach oben im Vordergrund energiepolitischen Handelns stehen. Eine Steuerung über den Preis hätte nicht nur den

Vorteil weitgehender Marktkonformität, sie läßt sich auch aus der Berücksichtigung der mit der Nutzung fossiler und nuklearer Energieträger verbundenen externen Kosten rechtfertigen. Erst bei deutlich höheren Energiepreisen als heute besteht Hoffnung auf Realisierung der vorgegebenen Ziele. Als Leitgröße zum Ausgleich externer Kosten des fossilen Energieeinsatzes wird ein „CO_2-Preis" gewählt, da davon auszugehen ist, daß die externen Kosten einer Klimaveränderung durch CO_2-Emissionen diejenigen anderer Umweltschädigungen übertreffen. Eine „vorsorgliche" Anhebung der Energiepreise soll, ohne genaue Kenntnis über tatsächliche Schadens- und Vermeidungskosten, bewirken, daß der CO_2-Ausstoß in dem gewünschten Maße zurückgeht und dadurch Klimaschäden vermieden oder stark begrenzt werden. Die zusätzlichen Kosten von Energieversorgungsstrategien, welche die gewünschten Reduktionsziele erreichen, sind dann im Vergleich zu einer Status-quo-Variante ein Indikator für die Vermeidungskosten im Rahmen einer Vorsorgepolitik.

Im Rahmen dieser Untersuchung konnte allerdings nicht festgestellt werden, ob die untersuchten Hauptpfade und ihre Aufbauvarianten die kostenoptimale Strategie zur vorgegebenen Reduktion von CO_2-Emissionen darstellen, da lediglich die solaren Energiesysteme hinsichtlich ihrer Kosten detailliert ermittelt wurden, während Einspartechnologien nur beispielhaft (Wärmedämmung) dargestellt und die Aufwendungen für konventionelle Energiesysteme (fossil und nuklear) auf der Basis unveränderter heutiger Kosten (außer fossile Brennstoffe) angegeben sind.

Da vermutet werden kann, daß „Mischstrategien", z. B. die „Einsparvariante" der Klima-Enquete-Kommission, zumindest bis zum Jahr 2005 kostengünstigere Alternativen sind, können auch die dortigen Energiepreisvorstellungen einen Anhaltspunkt liefern. Die moderate Variante geht von einer etwa 1,5fachen Steigerung der Preise fossiler Energieträger und etwa gleichbleibenden Strompreisen bis zum Jahr 2005 aus. Damit wird das Einsparziel von 25 % weniger CO_2-Emissionen jedoch nicht erreicht. Preisvorstellungen, die bis zum Doppelten der in der moderaten Variante festgelegten Preise (bei Elektrizität das 1,3 — 1,5fache) im Jahr 2005 reichen[1]), wurden in die Diskussion zur Einsparvariante eingebracht, von der Klima-Enquete-Kommission aber unterschiedlich beurteilt. Diese Bandbreite kann eine Orientierung für die Obergrenze der erforderlichen Preisanhebungen bis zu diesem Zeitpunkt sein. Ebenfalls kann die „breakeven"-Analyse (Kap. 4.4) hinzugezogen werden.

Eine Energiepreiserhöhung fossiler Energie bis 2005 in dem genannten Umfang muß gleitend stattfinden und längerfristig festgelegt werden, um Umstellungs- und Anpassungsprozessen Spielraum zu geben. Nimmt man an, daß die Produzentenpreise fossiler Energie im Rahmen einer erfolgreichen CO_2-Minderungsstrategie wegen verringerter Nachfrage kaum steigen dürften, so kann jede Preiserhöhung als CO_2-Aufschlag auf den gegenwärtigen Marktpreis interpretiert werden. Ein Aufschlag von 100 DM/t CO_2-Emission entspricht unter Berücksichtigung der spezifischen CO_2-Emissionen der einzelnen fossilen Energieträger einem Preisaufschlag von etwa 3,6 Dpf/kWh bei Kohle, von 2,7 Dpf/kWh bei Mineralölprodukten und 2,0 Dpf/kWh bei Erdgas. Ein derartiger Aufschlag mobilisiert, bezogen auf die gegenwärtige Höhe der CO_2-Emissionen von 715 Mill. t CO_2/a, ein Volumen von 71,5 Mrd. DM/a.

Aus den durchgeführten Kostenanalysen folgt, daß es zur Sicherung der Wirtschaftlichkeit der angenommenen Energieeinsparung und Ausweitung regenerativer Energien einer CO_2-Belastung von etwa 200 DM/t CO_2 bis zum Jahr 2005 bedarf. Wenn man diese schrittweise einführt (auf 100 DM/t CO_2 bis 1995 und auf 150 DM/t CO_2 bis 2000) und zusätzlich die Aufschläge für Treibstoffe verdoppelt, um im Verkehrssektor besonders starke Anreize zu schaffen, ergibt sich die in Tab. 7.1 dargestellt Preisentwicklung.

Tabelle 7.1

Preise[1]) fossiler Energieträger in Abhängigkeit von CO_2-Aufschlägen entsprechend ihrer spezifischen CO_2-Emissionen, in DM (1988)/kWh_{th}

Jahr CO_2-Aufschlag (DM/t CO_2)	1987 0	1995 100	2000 150	2005 200
Leichtes Heizöl	0,039	0,066	0,080	0,093
Erdgas (Haushalte)	0,048	0,068	0,078	0,088
Erdgas (Großverbr.)	0,022	0,042	0,052	0,062
Kohle (Haushalte)	0,071	0,107	0,125	0,143
Kohle (Großverbr.)	0,035	0,071	0,089	0,107
Importkohle	0,011	0,047	0,065	0,083
Benzin	0,109	0,163	0,190	0,217
Diesel	0,093	0,147	0,174	0,201

[1]) ohne MWSt, einschl. Verbrauchssteuern
Werte 1987 aus dem Analyseraster der Klima-Enquete-Kommission
Mittlere spez. Emissionswerte: Kohlen 0,36 kg CO_2/kWh; Mineralölprodukte 0,27 kg CO_2/kWh; Erdgas 0,20 kg CO_2/kWh.

Bei dieser Energiepreisentwicklung liegen sowohl die Maßnahmen zur Wärmedämmung von Gebäuden als auch der größere Teil der regenerativen dezentralen Wärmeerzeugung bis zum Jahr 2005 im Bereich der Wirtschaftlichkeit (Ausnahme: Einzelkollektor-Anlagen zur solaren Raumheizung).

Wenn die Preise der fossilen Einsatzenergien für die Stromerzeugung durch eine CO_2-Belastung erhöht

[1]) Einschließlich 14% MWSt und Verbrauchssteuern entspräche dies Heizölpreisen von 1,2 DM/l, Erdgaspreisen von 1,3 DM/m³ (Haushalte) bzw. 0,8 DM/m³ (Großverbraucher), Benzin- bzw. Dieselkraftstoffpreisen von rd. 3,0 DM/l und Strompreisen von 0,32 DM/kWh (Haushalte) bzw. 0,21 DM/kWh (Industrie)

werden, kommt es auch zu einer entsprechenden Verteuerung der Elektrizität. Die Arbeiten für die Klima-Enquete-Kommission berücksichtigen dies in der Einsparvariante. Die Preise für Haushaltsstrom stiegen danach von heute 0,252 DM/kWh auf 0,325 DM/kWh in 2005, die für Heizstrom von 0,108 auf 0,167 DM/kWh und die für Industriestrom (Hochspannung) von 0,142 auf 0,21 DM/kWh in 2005 (ohne MWSt, 1987 einschl. Ausgleichsabgabe). Damit ließe sich die Konkurrenzfähigkeit für den weiteren Ausbau der Wasserkraft weiter verbessern. Für einen größeren Teil der Stromerzeugung aus Biomasse und Windenergie, welche bis zum Jahr 2005 vorrangig Beiträge zur Stromerzeugung aus regenerativer Energie liefern sollen, könnte die Wirtschaftlichkeitsschwelle erreicht werden.

Bei dem genannten CO_2-Aufschlag beläuft sich das Mittelaufkommen unter Berücksichtigung der bis zum Jahr 2005 auf 75 % des heutigen Wertes abnehmenden CO_2-Emissionen insgesamt auf 65 Mrd. DM/a in 1995, auf 90 Mrd. DM/a in 2000 und auf 105 Mrd. DM/a in 2005.

Der Aufbau solarer Energiesysteme verlangt im Zeitraum bis 2005 maximale jahresdurchschnittliche Investitionen von rund 10 Mrd. DM/a (Hauptpfad I). Die Studien der Klima-Enquete-Kommission zum Bereich der rationellen Energieverwendung schätzen den jahresdurchschnittlichen Investitionsbedarf in diesem Zeitraum in der Einsparvariante auf insgesamt rund 40 Mrd. DM/a, was etwa auch den Ansätzen des Hauptpfades II entsprechen dürfte. Im Rahmen eines CO_2-Abgabenmodells könnten also die erforderlichen Mittel zur Umstrukturierung der Energieversorgung bis zum Jahr 2005 vom Umfang her durchaus bereitgestellt werden, sofern sie aufgrund der unterstellten erhöhten Energiepreise nicht ohnehin getätigt werden.

Die genannten Energiepreiserhöhungen bedürfen, zumindest nach der ersten Stufe um 1995, der Abstimmung im gesamteuropäischen und internationalen Rahmen. Es wird daher vorgeschlagen, bei anstehenden Harmonisierungsfragen im gemeinsamen Markt sich bereits jetzt an den jeweils höheren Energiepreisen in den einzelnen Ländern zu orientieren, um bessere Voraussetzungen für eine CO_2-Abgabenstrategie zu schaffen.

Nach 2005 muß über weitere Preisanhebungen entschieden werden, wenn die zusätzlichen Potentiale der dezentralen Nutzung erneuerbarer Energiequellen (insbesondere der Photovoltaik) vollständig erschlossen werden sollen, und ein Einstieg in die Wasserstoffanwendung erfolgen soll. Die erforderliche Anhebung entspricht etwa einer weiteren Verdopplung der Preise fossiler Energieträger des Jahres 2005, was einer Erhöhung auf rund das 5- bis 6-fache des heutigen Niveaus bis zum Jahr 2025 bedeutet. Dies setzt allerdings auch voraus, daß bis dahin die vermuteten Kostensenkungen bei einem Teil der Schlüsseltechnologien durch Großserienfertigung eingetreten sind.

Auch die Kosten der Kernenergienutzung erhöhen sich, wenn ein fortdauernder und expandierender Einsatz beschlossen würde (Pfad II), da dann die Anforderungen an ein dauerhaftes Kernenergiesystem steigen (Brüter, verschärfte Sicherheitskonzepte, Brennstoffaufarbeitung, gesicherte Endlagerung u. ä.). Dazu wurden jedoch im Rahmen dieser Untersuchung keine Angaben ermittelt.

Der genannte CO_2-Aufschlag kann in Form einer Abgabe, einer Steuer oder von Emissionszertifikaten erhoben werden.

Abgaben sind verwendungsgebunden und würden zur Förderung CO_2-freier Energieoptionen und möglicherweise zur Finanzierung eines internationalen Klimafonds eingesetzt werden. Ihre Höhe muß sich daher u. a. auch an dem Förderungsbedarf orientieren (s. Abschnitt 3). Vorteilhaft ist, daß wegen des doppelt wirkenden Effekts (Energiepreiserhöhung und gezielte Förderung) die umzuschichtenden Mittel kleiner sein können als im Falle von Steuern. Bei einer reinen CO_2-Abgaberegelung könnten daher die Preiserhöhungen vermutlich geringer ausfallen als oben vorgeschlagen. Ebenfalls dürfte die Präzision der Lenkung bei Abgaben aufgrund ihrer zielgerichteten Verwendungsmöglichkeit höher sein als bei Steuern. Nachteilig wirkt sich der hohe Verwaltungsaufwand und die Gefahr einer Dauersubventionierung der zu fördernden Bereiche aus.

Steuern haben den Vorteil geringeren bürokratischen Aufwandes, besitzen aber nur dann eine ausreichende Lenkungsdynamik, wenn die damit verbundenen Preiserhöhungen deutlich ausfallen und damit spürbare Reaktionen beim Verbraucher auslösen. Dies kann zu wirtschaftlichen und sozialen Belastungen führen und daher eine mehr oder weniger aufkommensneutrale Umorientierung des Steueraufkommens erforderlich machen, um die durchschnittliche Steuerlast nicht zu vergrößern. Es werden also über die Energiepolitik hinausgehende Bereiche berührt, was die Entscheidungen kompliziert und die Durchsetzbarkeit erschwert.

Zertifikate vermeiden das bei Steuern und Abgaben auftretende Dosierungsproblem, da sie nur im Umfang der noch zulässigen CO_2-Emissionen ausgegeben werden. Die Höhe des Zertifikatspreises wird nicht im vorhinein festgelegt, sondern ergibt sich aus der Konkurrenz der Nachfrage nach den knappen Zertifikaten, während bei Steuern oder Abgaben ein bestimmter Satz vorgegeben wird. Dagegen muß die „erlaubte" Gesamtbelastung festgelegt werden, was ebenfalls eine politische Wertentscheidung verlangt. Außerdem ist ein erheblicher Meß- und Kontrollaufwand erforderlich.

Für den Einstieg in die CO_2-Problematik dürften Abgaben zunächst das zweckmäßigere und leichter durchsetzbare Instrument sein. Auch können damit gezielte Förderungsmöglichkeiten wahrgenommen werden. Längerfristig wird man jedoch auf Steuern übergehen müssen, schon um das wachsende Mittelvolumen bei den in dieser Untersuchung ermittelten Abgabenhöhen auch in anderen Bereichen als der Energiewirtschaft volkswirtschaftlich sinnvoll einsetzen zu können oder um an anderen Stellen Steuererleichterungen zu schaffen.[1])

[1]) Über die Rangfolge der einzusetzenden Instrumente konnte allerdings bei den Gutachtern keine völlige Übereinstimmung erzielt werden.

Die politische Aufgabe wird also längerfristig eher darin bestehen, die Berücksichtigung externer Kosten in der einzelwirtschaftlichen Kalkulation und damit ein weitgehendes Verursacherprinzip generell in dem derzeitigen marktwirtschaftlichen System konsequent durchzusetzen. Damit lassen sich die erforderlichen Energiepreiserhöhungen harmonischer in ein weiterentwickeltes System ökologischen und dauerhaften Wirtschaftens einbetten, als wenn sie losgelöst und singulär bei sonst ungeänderten Rahmenbedingungen erhoben werden.

Damit kommt auch zum Ausdruck, daß eine erfolgreiche CO_2-Minderungsstrategie nur in internationaler Abstimmung erfolgen kann, um Verlagerungseffekte zu vermeiden. Das Zustandekommen einer internationalen CO_2-Konvention ist eine grundlegende Voraussetzung für die erforderliche Umstrukturierung des gegenwärtigen Energieversorgungssystems und insbesondere für den weitgehenden Aufbau solarer Systeme, wie sie in dieser Untersuchung im Zeitraum nach 2005 bis 2050 dargestellt wurden.

7.4 Bereich II: Förderung der Weiterentwicklung und Markteinführung von Technologien

7.4.1 Finanzhilfen für rationelle Energieverwendung und erneuerbare Energiequellen

Die knappen zeitlichen Vorgaben der Szenarien verlangen einen möglichst raschen Einstieg in die Nutzung erneuerbarer Energiequellen. Die Kosten der entsprechenden Technologien sind aber gerade vor Eintritt in eine Großserienfertigung am höchsten. Außerdem bestanden und bestehen oft nur unzureichende Möglichkeiten der praxisnahen Demonstration, so daß Erfahrungsgewinne und technologische Verbesserungen nicht oder zu wenig umgesetzt werden können. Dies läßt potentielle Investoren zögern oder bewirkt „Risikozuschläge" bei Projekten.

Soll die Schere zu der nur stufenweise möglichen Anhebung von Energiepreisen möglichst rasch geschlossen werden und die Markteinführung kräftig und in kurzer Zeit erfolgen, so sind Finanzhilfen oder andere Vergünstigungen für eine begrenzte Zeit erforderlich. Je nach Reifegrad der Technologien und ihrer gegenwärtigen Kosten sind unterschiedliche Förderinstrumente einzusetzen. Auch die Intensität und Dauer der Förderung muß differenziert werden. Die zahlreichen Technologien der dezentralen Solarenergienutzung und des Einsatzes von Wasserstoff lassen sich drei Kategorien (Tab. 7.2)

- Marktreife Systeme
- Einsatzreife Systeme
- Entwicklungsfähige Systeme

zuordnen, die bei einer öffentlichen Förderung unterschiedlich zu behandeln sind.

Die öffentliche Förderung der Technologiekategorien 1 und 2 kann als eine Unterstützung der Markteinführung aufgefaßt werden. Sie fällt damit im allgemeinen in den Zuständigkeitsbereich des Wirtschaftsministeriums, während die Kategorie 3 dem Bereich der eigentlichen Forschungsförderung zuzuordnen ist. Dabei sind die Grenzen zwischen den Kategorien 2 und 3 fließend (vgl. 100 MW-Windenergieprogramm, 1000-Dächer-Photovoltaik-Programm).

Als Förderinstrumente kommen in Frage:

- Zuschüsse in Form von Investitionszulagen mit einer Differenzierung nach Technologien
- Zuschüsse zur erzeugten Energiemenge (insbesondere bei Stromeinspeisung in Netze)
- Abschreibungsvergünstigungen mit deutlich erhöhter Abschreibungsmöglichkeit in den ersten Jahren
- Finanzierungserleichterungen wie verbilligte Kredite mit langen Laufzeiten, Risikoübernahmen und Bürgschaften.

Für die Kategorie 1 sind alle Instrumente einsetzbar. Für die mit höherem Risiko behafteten Systeme der Kategorie 2 kann insbesondere die Direktsubventionierung über Investitionszuschüsse empfohlen werden.

Als Richtwert für die Förderhöhe kann in der Kategorie 1 von 20 bis 30 % des gesamten Investitionsvolumens ausgegangen werden, in der Kategorie 2 von 40 bis 50 %. Orientiert man sich an den zu tätigenden Investitionen für solare Energiesysteme bis zum Jahr 2005 von jahresdurchschnittlich max. 10 Mrd. DM, so lassen sich öffentliche Finanzhilfen und Steuervergünstigungen zum Zwecke der beschleunigten Markteinführung für erneuerbare Energiequellen von rund 3,0 Mrd. DM/a abschätzen, die zunächst über einen Zeitraum von etwa fünf bis zehn Jahren bereitgestellt werden sollten.

Auch viele Technologien der rationelleren Energieverwendung bedürfen vermutlich über höhere Energiepreise hinaus teilweise noch zusätzlicher finanzieller Anreize, um rasch wirksam zu werden (z. B. verstärkte Wärmedämmung, Nah- und Fernwärme). Hier empfiehlt sich die Weiterführung und Intensivierung noch laufender Förderhilfen, wie dem Investitionszulagengesetz § 4a, dem „6,3 Mrd. Programm", dem Bund-Länder-Einsparprogramm und dem § 82a EStDV für erhöhte Abschreibungen. Derzeit belaufen sich diese Finanzhilfen auf etwa 460 Mio DM/a. Eine Verdreifachung dieses Betrages wäre angesichts der Bedeutung und des Potentials der rationellen Energieverwendung angebracht.

Die Förderung der Kategorie 3 kann als Fortführung und Verstärkung der laufenden Forschung, Entwicklung und Demonstration neuer bzw. im Reifungsprozeß befindlicher Technologien aufgefaßt werden. Diese Kategorie ist insbesondere für die Weiterentwicklung der Wasserstoffoption von großer Bedeutung, deren noch entwicklungsbedürftige Technologien hier einzuordnen sind.

Es wird die konsequente Fortsetzung der in den letzten Jahren (seit 1986) beobachtbaren Steigerung der Fördermittel des BMFT empfohlen (Soll 1990: 295

Tabelle 7.2

Strukturierung der Technologien zur dezentralen Solarenergienutzung und zum Einsatz von Wasserstoff für unterschiedliche Förderkonzepte

Kategorie 1: Marktreife Systeme

Kennzeichen: Technisch ausgereifte Anlagen, deren Betriebsverhalten, Zuverlässigkeit und Wartungsaufwand hinreichend genau bekannt sind. Die Anlagen werden (in meist kleinen Stückzahlen) industriell gefertigt und von einigen (kleineren) Anbietern vertrieben. Zu dieser Kategorie gehören:

- kleinere und mittlere Wasserkraftwerke (bis etwa 1 MW)
- in Serienproduktion befindliche Windenergieanlagen kleinerer Leistung (bis etwa 300 kW)
- handelsübliche PV-Module (< 1 kW) für Kleinstanwendungen
- elektrisch und brennstoffbetriebene Wärmepumpen
- passive Solarenergienutzung bei Neubauten
- solare Schwimmbaderwärmung
- kleinere solare Warmwassersysteme
- Holz-Hackschnitzelfeuerungen
- größere Strohfeuerungen ab etwa 100 kW Leistung
- einzelbetriebliche Biogasanlagen
- Blockheizkraftwerke zur Deponie- und Klärgasnutzung

Die **Wirtschaftlichkeit** ist bei einer Kostenrechnung über die gesamte Lebensdauer häufig schon gegeben oder wird nahezu erreicht. Hemmnisse sind jedoch lange Kapitalrückflußzeiten, zu niedrige Produktionszahlen, Risiken bei der Einpassung in Gesamtsysteme u. ä.

Kategorie 2: Einsatzreife Systeme

Kennzeichen: Die Technologien haben das Pilotstadium hinter sich gelassen. Es mangelt jedoch noch an gesichertem Wissen über Energieausbeute, Zuverlässigkeit und Betriebsverhalten unter realistischen Einsatzbedingungen. Mangels attraktiven Marktes finden sich nur vereinzelte Anbieter und Nutzer. Es gibt nur wenige Referenzanlagen. Zu dieser Kategorie gehören:

- netzgekoppelte mittelgroße Windenergieanlagen (ca. 300–1000 kW)
- Photovoltaikanlagen für Inselbetrieb und Netzkopplung mit mittlerer Leistung (Bereich mehrerer kW bis einige 10 kW)
- mittlere und große Warmwassersysteme auf Gebäuden
- Nahwärmeversorgung mit solarer Unterstützung
- solare Prozeßwärmesysteme
- Feuerungen für Stroh u. ä. größerer Leistung (Gemeinschaftsanlagen) einschließlich Nahwärmeversorgung
- Biogasgemeinschaftsanlagen mit BHKW und Nahwärmeversorgung
- Blockheizkraftwerke mit Holz- oder Strohvergasung
- Erdwärmenutzung aus Aquiferen zur Nahwärmeversorgung

Die **Wirtschaftlichkeit** ist noch nicht gegeben. Der Erfahrungs- und Lerncharakter steht im Vordergrund. Abgesicherte Betriebserfahrungen fehlen noch. Völlig störungsfreier Betrieb und Lebensdauer ist noch nicht gesichert.

Kategorie 3: Entwicklungsfähige Systeme

Kennzeichen: Einerseits sind dies Systeme, die zwar entwickelt sind, die aber noch deutlich von einem wirtschaftlichen Einsatz entfernt sind und deren Kosten erst längerfristig gesenkt werden können. Andererseits sind darunter Technologien zu verstehen, die technisch noch entwicklungsbedürftig und -fähig sind und die für ihre Weiterentwicklung noch einen längeren Zeitraum erfordern. Zu dieser Kategorie gehören:

- größere photovoltaische Kraftwerke im MW-Bereich
- neue Solarzellen (z. B. Dünnschichtzellen)
- größere Windenergieanlagen (ab ca. 1000 kW)
- solare Raumheizungssysteme
- Elektrolysen zur solaren Wasserstofferzeugung und ihre Kopplung mit solaren Energiewandlern
- wasserstoffspezifische Nutzungstechniken (z. B. Brennstoffzellen)
- neuartige Batteriesysteme (z. B. Na-S-Batterie)
- Solarthermische Kraftwerke in einstrahlungsreichen Gebieten (außer Rinnenkraftwerke)

Die **Wirtschaftlichkeit** ist auf absehbare Zeit noch nicht gegeben. Es handelt sich um allgemeine F + E-Förderung, ergänzt um Förderung gezielter Demonstrationsprojekte, und Pilotanlagen.

Mio DM, davon rd. 35 Mio DM für rationelle Energieverwendung). Unter Berücksichtigung der Empfehlungen des Adhoc-Ausschusses „Wasserstoff" des BMFT, der allein für die solare Wasserstofftechnik unter Einschluß der photovoltaischen und solarthermischen Stromerzeugung rd. 240 Mio DM/a an Fördermitteln veranschlagt und aufgrund der Notwendigkeit, verstärkt Demonstrationsanlagen wachsender Größe zu betreiben, wird empfohlen, den gegenwärtigen Förderumfang innerhalb der neunziger Jahre zu verdoppeln. Dies würde auch eine weitere Annäherung an die Gleichbehandlung von Kernenergie und erneuerbaren Energien hinsichtlich öffentlicher Fördermittel bedeuten.

Wesentlich für die Wirksamkeit der Fördermittel ist auch ihre längerfristige Kontinuität und Verläßlichkeit. Auch eine klare Abstimmung der Förderinstrumente zwischen den Ressorts ist zur Vermeidung von Forschungslücken von großer Bedeutung.

Die gesamten Finanzhilfen des Bundes für den Bereich rationelle Energieverwendung und erneuerbare Energiequellen sowohl für Forschungsförderung als auch für die Unterstützung der Markteinführung summieren sich nach diesen Empfehlungen auf rund 5 Mrd. DM/a. Derzeitig betragen sie rund 700 Mio DM/a.

7.4.2 Finanzhilfen im Bereich der fossilen Energieträger

Obige Finanzhilfen können aus einer CO_2-Abgabe bereitgestellt werden. Sie können aber auch aus der Umschichtung bestehender Finanzhilfen im Energiebereich freigesetzt werden. Derzeit (Zahlen von 1988) belaufen sich die direkten Finanzhilfen und Steuervergünstigungen für Steinkohle (ohne die Zuschüsse im Rahmen des Verstromungsgesetzes) auf etwa 2,85 Mrd. DM/a und für Mineralöl und Gas auf 1,15 Mrd. DM/a (z. B. Mineralölsteuerbefreiung, Heizkostenzuschüsse, Gasölverbilligung). Weitere 200 Mio DM/a werden für die Forschungsförderung fossiler Energieträger ausgegeben. Insgesamt kommen diese Beträge also in die Nähe der oben vorgeschlagenen finanziellen Unterstüzung der rationellen Energieverwendung und der erneuerbaren Energiequellen bzw. betragen rd. das 6fache der gegenwärtigen Förderung dieser Bereiche.

Im Sinne einer konsequenten CO_2-Reduktionspolitik wird es erforderlich sein, diese breite Unterstützung fossiler Energieträger zu überdenken und eine Reduzierung anzustreben, zumal sie mit einer Energiepreisanhebung mittels einer CO_2-Abgabe nicht verträglich ist. Im Bereich der Kohle kann allerdings angesichts der damit verbundenen sozialen und strukturellen Probleme eine Reduzierung nur langsam erfolgen. Sie sollte jedoch in jedem Fall gegenläufig und zeitgleich zur vorgeschlagenen Energiepreisanhebung erfolgen.

Die Mittel im Bereich der Forschungsförderung für fossile Energieträger sollten überprüft, aber in ihrer Höhe beibehalten werden. Bevorzugt zu fördern sind Technologieentwicklungen, die eine höhere Effizienz beim Einsatz von Kohle, Gas oder Öl ermöglichen. Dies sind kombinierte Kraftwerksprozesse, Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen, insbesondere BHKW und Kleinaggregate, effizientere Brenner für Öl und Gas, Brennwertkessel, motorbetriebene Wärmepumpen.

Analog zu fossilen Energiequellen wäre pfadabhängig die Kernenergie zu behandeln. Wird Hauptpfad I beschritten, müßten konsequenterweise die Mittel für die Weiterentwicklung der Kernenergie auf einen Minimalbedarf zur Sicherstellung der Endlagerung von Kernbrennstoffen sowie der Stillegung und des Abrisses von Reaktoren reduziert werden. Bei Einschlagen des Hauptpfades II wäre tendenziell ein steigender Mittelbedarf für neue Reaktor- und Sicherheitskonzepte und für die Weiterentwicklung der Brennstoffaufbereitung zu erwarten.

7.5 Bereich III: Abbau sonstiger ökonomischer und außerökonomischer Hemmnisse

7.5.1 Überblick

Selbst bei den heutigen Energiepreisen gibt es einige an sich wirtschaftliche Technologien zur rationellen Energieverwendung und zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen, deren Einführung jedoch durch eine Reihe struktureller, energiewirtschaftlicher, institutioneller und administrativer Gegebenheiten gehemmt wird. Die Gründe dafür sind vielfältig:

(1) Informationsdefizite, Kenntnismängel und mangelnde Markttransparenz hinsichtlich Nutzungsmöglichkeiten, Kosten und Umweltfolgen unterschiedlicher Energieversorgungsoptionen.

(2) Ungünstige institutionelle Gegebenheiten (Verbände u. ä.) und Behörden, welche nicht oder unzureichend auf die Unterstützung rationeller Energieverwendung und erneuerbarer Energiequellen eingestellt sind.

(3) Energiewirtschaftliche und -rechtliche Rahmenbedingungen, welche ökologische und ressourcenschonende Gesichtspunkte unzureichend berücksichtigen.

(4) Ungünstige Tarife, Vergütungen und Abrechnungsprozeduren, welche vor allem den Eigenschaften erneuerbarer Energiequellen nicht oder nicht ausreichend gerecht werden.

(5) Finanzierungsengpässe und -erschwernisse auf Grund der speziellen Eigenschaften (hohe Vorleistungen), der Vielzahl der Akteure und unangemessen hoher Renditeerwartungen.

(6) Unzureichende unternehmerische Initiativen hinsichtlich Vorleistungen in die Entwicklung und Markteinführung aussichtsreicher Technologien.

(7) Zu geringer Stellenwert erneuerbarer Energiequellen im Rahmen politischer Planungen und Entscheidungen, insbesondere hinsichtlich europäischer Energiepolitik, der Problemlage in den Entwicklungsländern und der globalen Dimension der Energieversorgung.

Zum Abbau dieser Hemmnisse sind zahlreiche Einzelschritte und Maßnahmen erforderlich. Sie werden im folgenden stichwortartig aufgezählt.

7.5.2 Informationsdefizite, Kenntnismängel und unzureichende Markttransparenz

Defizite im Kenntnisstand über Einsatzmöglichkeiten, Wirtschaftlichkeit und Kostenstrukturen regenerativer Energien rühren zum einen vom Neuigkeitscharakter der meisten Technologien her, zum anderen sind sie strukturbedingt, da sehr viel mehr Akteure mit der Umsetzung und Markteinführung dieser in der Phase bis 2005 weitgehend dezentralen Technologien (kleine Leistungen, damit große Anlagenzahl) befaßt sein müssen, als dies bei den herkömmlichen Energieversorgungseinrichtungen der Fall ist. Eine große Anzahl dieser Akteure — Privatleute, kommunale Beamte und Angestellte, Mitglieder von Gemeindeparlamenten, Gewerbetreibende, Architekten, Bauplaner, Landwirte, Hausmeister, Installateure u.a. — sind nicht unmittelbar in Energiefragen vorgebildet. Unkenntnis und Beurteilungsunsicherheiten verringern oft die Bereitschaft, in erneuerbare Energiequellen zu investieren und führen zu mangelnder Motivation bei Entscheidungsträgern in Verwaltungen und Betrieben. Dies trifft in vielen Fällen auch für den Bereich der rationellen Energieverwendung zu.

Durch eine breitgeförderte Intensivierung von Information, Beratung, Fortbildung und Schulung kann hier Abhilfe geschaffen und u. a. auch eine sachgerechte Nutzung von Fördermitteln sichergestellt werden. Es wird empfohlen, die genannten Aktivitäten (Tab. 7.3), teilweise auch durch Zuschüsse oder Steuervergünstigungen, in Gang zu setzen bzw. weiter auszubauen (wobei die Initiative nicht nur beim Bund, sondern auch bei Ländern und Kommunen liegen kann).

7.5.3 Ungünstige institutionelle Gegebenheiten

Nur sehr wenige Interessenverbände, Vereine und staatliche Einrichtungen nehmen sich bisher gezielt der Förderung erneuerbarer Energiequellen an, oft ist die Kooperation unzureichend. Versorgungsunternehmen haben meist spezifische Prioritäten. Ein den vielfältigen lokalen Gegebenheiten angepaßtes Vorgehen widerspricht oft dem Verständnis einer möglichst einheitlichen Versorgung mit einem Energieträger, auf den sich die überregionalen Spartenunternehmen spezialisiert haben. Es wird deshalb vorgeschlagen, die Gründung weiterer Organisationen und Einrichtungen zu fördern oder bestehende auszuweiten, welche sich an der praktischen Umstrukturierung der Energieversorgung beteiligen und Ansprechpartner für die zahlreichen o.g. Akteure sind (Tab. 7.4).

Selbstverständlich sollten auch bestehende Stadtwerke bzw. kommunale Querverbundunternehmen und regionale Energieversorgungsunternehmen ermuntert werden, diese Aufgaben aufzugreifen bzw. sich ihrer verstärkt anzunehmen. Auch Neugründungen von Stadtwerken, insbesondere im kleinstädtischen und ländlichen Bereich, sind von großer Bedeutung.

7.5.4 Energiewirtschaftliche und -rechtliche Rahmenbedingungen

Die erforderliche rasche Umstrukturierung der Energieversorgung und die Einbeziehung neuer Kriterien verlangt auch eine umfassende Überprüfung und ggf. Novellierung und Anpassung zahlreicher energiewirtschaftlicher und -rechtlicher Rahmenbedingungen. Insbesondere sollten wettbewerbliche Unzulänglichkeiten und Ungleichbehandlungen im Bereich der leistungsgebundenen Energieversorgung beseitigt werden und sichergestellt sein, daß ökologische und ressourcenschonende Gesichtspunkte gleichberechtigt zum Zuge kommen.

Angesichts der Fülle der Bestimmungen und Richtlinien können hier nur stichwortartige Hinweise erfolgen, die keinen Anspruch auf Vollständigkeit erheben (Tab. 7.5). Es wird empfohlen, in diesem Bereich gezielt weitere Gutachten zu veranlassen, deren Erkenntnisse sich in Novellierungsmaßnahmen niederschlagen sollten. Besonderer Wert sollte auf die Vergrößerung des Wettbewerbsspielraums für die zahlreichen Akteure im Bereich der rationellen Energieverwendung und der erneuerbaren Energiequellen und auf eine Liberalisierung des Verteilungsmarktes gelegt werden.

7.5.5 Tarife, Vergütungen und Abrechnungsprozeduren für leitungsgebundene Energieträger

Von großer Bedeutung für die Ausweitung erneuerbarer Energiequellen ist eine kostengerechte und nichtdiskriminierende Vergütung für den in das öffentliche Netz eingespeisten Strom. Zwar werden in einem späteren Stadium größere Anlagen von den öffentlichen Stromversorgern betrieben werden, aber zuvor bzw. parallel werden zahlreiche Kleinanlagen auf eine möglichst günstige Vergütungsregelung für Überschußstrom angewiesen sein. Die Problematik trifft in vielen Fällen auch auf kleinere Stadtwerke mit Eigenerzeugung zu.

Anzustreben sind gesetzliche — über die bereits geltenden Verbändevereinbarungen hinausgehende — Regelungen, welche den Spielraum für eine weitere Anhebung der Vergütung bei Eigenerzeugung von Strom ausnutzen und auf Dauer sicherstellen, daß die Vergütungen den vollen vermiedenen (volkswirtschaftlichen) Kosten entsprechen (Tab. 7.6).

Einige der aufgezeigten Hemmnisse gelten auch für den Einsatz erneuerbarer Energiequellen im Zusammenhang mit der Gasversorgung (z.B. Biogas, Deponiegas). Sie sollte sinngemäß einer Überprüfung und Modifikation unterworfen werden. Modifikationen sollen erhöhten Wettbewerb insbesondere im Bereich der Stromerzeugung zum Ziele haben.

Einige der genannten Punkte sind hinsichtlich ihrer Bedeutung und Auswirkungen umstritten. Insbeson-

Tabelle 7.3

Maßnahmen zur Überwindung von Informationsdefiziten, Kenntnismängeln und unzureichender Markttransparenz

— Information und Weiterbildung durch Schulen, Volkshochschulen, Berufsschulen, Akademien, Verbraucherzentralen u. ä.

— Aufbau und Unterhalt von Energieinformations- und Beratungszentren in Zusammenarbeit mit Energieversorgungsunternehmen und Kommunalbehörden, insbesondere auch im kleinstädtischen und ländlichen Bereich

— Gewährung von Zuschüssen oder Abschreibungsmöglichkeiten für Energieberatung und Erstellung von Energiegutachten und Energiekonzepten für Gebäude, Betriebe und kommunale Energiekonzepte

— Bezuschussung von Kursen und Veranstaltungen einschlägiger Verbände, Handwerkskammern, Vereinen usw. insbesondere für das Bauhandwerk, für Architekten, Installateure, kommunale Beamte und Angestellte in Verwaltungen, Bauämtern u. dergl.

— Anregung von Selbstverpflichtungen von Herstellern zur besseren Auszeichnung energetischer Daten von Geräten, Fahrzeugen, Energiewandlern u. ä. zur Verbesserung der Markttransparenz

— Durchführung von Untersuchungen und Studien zu speziellen Fragen der Integration erneuerbarer Energiequellen in die herkömmliche Energieversorgung und zu ihrem Potential im lokalen und regionalen Bereich

— Durchführung weiterer Untersuchungen zur Struktur des Nutzenergiebedarfs, zur Nutzung von Verlust- und Abwärme, zum kumulierten Energieverbrauch von Anlagen und Produkten und zur Wechselwirkung zwischen rationeller Energienutzung und Energieversorgungssystemen

— Durchführung weiterer Untersuchungen zu Folgen, Risiken, Auswirkungen, Kosten und Realisierungsbedingungen von Kernenergiesystemen, welche größere Beiträge zur nationalen und globalen Energieversorgung liefern sollen, insbesondere hinsichtlich einer auf Dauer angelegten Ver- und Entsorgung mit Kernbrennstoffen, der Wiederaufbereitung von Brennelementen und des Abrisses von kerntechnischen Anlagen.

Tabelle 7.4:

Maßnahmen zur Überwindung ungünstiger institutioneller Gegebenheiten

Förderung, Ausweitung und Gründung von Organisationen zur Verbesserung der Markteinführung, wie

— private, kommunale oder genossenschaftliche Energiedienstleistungsunternehmen und Contracting-Unternehmen

— permanente Beratungs-, Planungs- und Gutachtergruppen in Form von Energieagenturen, Energiereferaten oder -abteilungen in Behörden

— spezielle Ressorts für rationelle Energieverwendung und erneuerbare Energiequellen in Stadtwerken und Industriebetrieben; Energieberater für Kommunen

Die wesentlichen Aufgaben dieser Einrichtungen können sein:

— Erstellung von Informationsmaterial, Verfolgung und Überprüfung aller Aktivitäten auf dem Gebiet der rationellen Energieverwendung und erneuerbaren Energiequellen

— Erstellung von Kriterien und Richtlinien für Installation und Betrieb derartiger Anlagen; Aufbau einer Hersteller- und Sachverständigenkartei, Erfassung bestehender Anlagen (Datenbank)

— Beratung und Unterstützung von Kommunen, Betrieben und Privatpersonen hinsichtlich Technik, Beantragung, Finanzierung und Ausarbeitung entsprechender Planungen; Erarbeitung eigener Konzepte und Anregungen mit dem Schwergewicht auf integrierte Versorgungskonzepte (Least Cost Planing)

— Begutachtung von Fördervorhaben und Projekten, ihre Auswahl und Begleitung

— Initiierung und Durchführung von Lehrgängen; Mobilisierung von Technologietransfer zwischen Forschung, Produktion und Anwender

— Erarbeitung von Finanzierungskonzepten in Zusammenarbeit mit Banken

Tabelle 7.5

Maßnahmen zur Verbesserung der energiewirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen

- Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) aus dem Jahre 1935 durch Ergänzung um die Elemente Umweltverträglichkeit und Ressourcenschonung; Gleichstellung von Energieversorgung und Energiedienstleistung bei der Erfüllung des „Versorgungs"-Auftrags; Optimierung aller Faktoren für die Bereitstellung von Energiedienstleistungen (Minimalkostenplanung)
- Auflockerung des Gebietsschutzes und der Konzessionsgebiete und Erarbeitung von Muster-Konzessionsverträgen für Gemeinden zur gemeinsamen Nutzung lokaler Energiequellen
- Strengere Genehmigungs- und Nachweispflicht für den Aufbau neuer Versorgungskapazitäten im Hinblick auf die vorrangige Nutzung von Einsparmöglichkeiten, der Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbarer Energiequellen bei gesamtwirtschaftlicher Kosteneffektivität
- Förderung des verstärkten Einsatzes der Kraft-Wärme-Kopplung in der Industrie und im Fernwärmebereich; Förderung von Energiekonzepten für größere Industriebetriebe
- Reststoffverwertungsgebot des Bundesimmissionsschutzgesetzes einsetzen, um die energetische Nutzung von Biomasse anzustoßen, ähnliche Nutzungsgebote für Abwärme in Industriebetrieben
- Novellierung der Wärmedämmschutzverordnung (Altbauten) und der Heizanlagenverordnung unter Einbeziehung von Stichprobenkontrollen. Erhöhung des Anforderungsniveaus an die Dämmqualität durch Änderung des Energieeinsparungsgesetzes (EnEG)
- Klärung zahlreicher offener Fragen und Ausführungsbestimmungen im Baurecht hinsichtlich der Errichtung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen
- Klärung von Sicherheitsfragen und -auflagen, Anerkennung von Typenprüfungen, Vereinheitlichung von Richtlinien in den Bundesländern
- Anpassung des Wasserrechts im Hinblick auf wiederzuaktivierende oder neuzubauende kleine Wasserkraftwerke
- Anpassung des Mietbaurechts hinsichtlich der Sicherstellung guter Wärmedämmqualitäten von Gebäuden (z. B. Wärmepaß, Begrenzung der Umlagefähigkeit hoher Heizungskosten; Umlagefähigkeit von Einsparinvestitionen); Weiterführung der steuerlichen Begünstigung von Heizungsanlagen (§ 82 a EStDV)

Tabelle 7.6

Maßnahmen im Bereich Tarife und Vergünstigungen

- Veränderung von Tarifstrukturen in Richtung linearer und zeitvariabler Tarife
- Berücksichtigung von Kapazitätsbeiträgen bei einer Vielzahl von Einzelanlagen; günstigere Leistungsvergütungen
- Allgemeingültige und nachvollziehbare Vorschriften zur Bestimmung vermiedener Kosten (z. B. Vergleich mit neuen Kraftwerken; Standardberechnungsmethoden)
- Informationspflicht der EVU über Kostenstrukturen gegenüber der Tarifaufsicht zur verbindlichen Festlegung angemessener Vergütungen
- Durchleitungsmöglichkeiten an benachbarte Energieverbraucher
- Muster- bzw. Standardverträge für Anschluß-, Betriebs- und Vergütungsbedingungen
- Wegfall von Unterlassungsverpflichtungen oder Begrenzungen für die Eigenerzeugung
- Beratung und Standardisierung bei Konzessionsverträgen
- Förderung von Gemeinschaftsanlagen und „Weilerkonzepten" (= gemeinschaftlicher Betrieb und Nutzung mehrerer Energieerzeugungsanlagen unter Mitbenutzung öffentlicher Netze)

dere besteht noch Klärungsbedarf über die (Neu)-Optimierung von Elektrizitätsversorgungssystemen mit hohen Anteilen fluktuierender Energiequellen und über die daraus resultierenden kraftwerks- und netzseitigen Restriktionen, welche Einfluß auf die Bewertung solar erzeugter Elektrizität haben werden. Hierzu werden weiterführende Untersuchungen vorgeschlagen. Der derzeitige Kenntnisstand und die daraus resultierenden Vereinbarungen und Absprachen über die Vergütung solar erzeugten Stroms sind sehr uneinheitlich und gesetzlich nicht befriedigend geregelt. Hier werden rasche Abhilfen empfohlen.

7.5.6 Finanzierungsengpässe und -erschwernisse

Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen und zur rationellen Energieverwendung sind durch hohe Vorleistungen (Investitionen) gekennzeichnet, zeichnen sich jedoch durch geringe Betriebskosten und keine bzw. relativ geringe Folgekosten infolge fehlender Schadstoffemissionen und in den meisten Fällen unproblematischer Beseitigung von Altanlagen aus. Sie nehmen also aus physikalischen Gründen das Verursacherprinzip weitgehend vorweg, weil bereits vor dem Erlös aus der Energielieferung der größte Teil der Aufwendungen für das komplette Energiesystem festliegt. Im Gegensatz dazu kann bei herkömmlichen fossilen und nuklearen Energiesystemen der Kapitalrückfluß aus dem Erlös verkaufter Energie bereits beginnen, bevor in Technologien der Schadstoffzurückhaltung und der Beseitigung von Brennstoffrückständen investiert werden mußte. Diese Tatsache stellt derzeit ein grundsätzliches Hemmnis dar, selbst wenn Anlagen, gerechnet über die Nutzungsdauer, wirtschaftlich sind. Zudem haben viele potentielle Investoren hohe Renditeerwartungen an das eingesetzte Kapital oder können (bzw. wollen) hohe Vorleistungen nicht erbringen. In anderen Bereichen, z. B. Biogasnutzung, ist die Festlegung auf lange Nutzungszeiträume problematisch. Die Investitionen verlagern sich tendenziell auf bisherige Energieverbraucher, welche bislang nur stetige monatliche Zahlungen für Energie gewohnt und darauf eingestellt sind.

Diese Disparitäten zwischen erneuerbaren Energietechnologien und herkömmlicher Energieversorgung können durch öffentliche Unterstützung und Hilfestellung gemildert werden. In Tab. 7.7 sind einige Instrumente zur Finanzierung von Energieanlagen vorgeschlagen.

7.5.7 Unzureichende unternehmerische Initiativen

Derzeit ist von privatwirtschaftlicher Seite bis auf einzelne Ausnahmen nur ein zurückhaltendes Engagement bei Investitionen in Produktionsanlagen für erneuerbare Energietechnologien festzustellen. Die aus dem Energiepreisrückgang resultierende rückläufige Nachfrageentwicklung (z. B. bei Wärmepumpen, Kollektoren) führte entweder zur Aufgabe von Produktionen oder erlaubt keinen Übergang zur kostenreduzierenden Großproduktion. Vielfach ist derzeit die Weiterentwicklung regenerativer Energietechnologien in kleinen und mittleren Unternehmen angesiedelt (z. B. bei Windenergie, Kollektoren), deren finanzielle Möglichkeiten sehr begrenzt sind. Größere Industriefirmen haben sich einerseits auf besonders anspruchsvolle Techniken mit „High-Tech"-Image konzentriert, die zudem die relativ höchsten Fördermittel erhalten (z. B. Photovoltaik), oder halten andererseits die kurzfristig erschließbaren Märkte für vergleichsweise unbedeutend.

Energiepolitik kann hier nur indirekt einwirken, indem sie auf ein positives Investitionsklima hinwirkt und die Motivation zu Eigenengagement und Risikobereitschaft in der Wirtschaft fördert. Empfehlenswert sind in Tab. 7.8 zusammengestellte Initiativen.

7.6 Spezifische Empfehlungen zum solaren Wasserstoff

Der Einsatz solaren Wasserstoffs in der Energiewirtschaft hängt entscheidend von deutlichen Kostensenkungen bei der solaren Stromerzeugung ab. Dies führt u.a. dazu, daß selbst bei forcierten Ausbaustrategien (Hauptpfad I) Wasserstoff erst deutlich nach 2005 in relevanten Mengen in Erscheinung treten dürfte.

Bis zu diesem Zeitpunkt können, begleitend zum Aufbau der direkten, dezentralen Nutzungsmöglichkeiten erneuerbarer Energien und zur Weiterentwicklung der großtechnischen solaren Stromerzeugung, die in Tab. 7.9 zusammengefaßten Entwicklungsschritte zur weiteren Öffnung der Option „Solarer Wasserstoff" empfohlen werden.

7.7 Energiepolitische Zielsetzungen zur Erschließung erneuerbarer Energiequellen

Politische Grundsatzentscheidungen haben von jeher stark in die Entwicklung der Energieversorgung eingegriffen. Ein freier Markt, wie er in einer sozialen Marktwirtschaft angestrebt wird, ist in der Energieversorgung nur in unzureichendem Maße vorhanden. Ohne eine politische Festlegung und ohne langjährige kontinuierliche Unterstützung und Vorleistungen wäre weder die Kernspaltung als Energieversorgungsoption entstanden, noch gäbe es eine etablierte Kernfusions-Forschung mit regelmäßigen jährlichen Zuwendungen um 200 Mio DM/a von deutscher Seite. Dies war nur möglich, weil national und zwischen nahezu allen Industrieländern seinerzeit Konsens über die Notwendigkeit der Erschließung einer neuen Energiequelle bestand, obwohl fossile Energieträger in reichlichem Maße und preisgünstig zur Verfügung standen.

Eine derart einmütige Haltung wird gegenwärtig generell keiner Technik mehr zuteil, angesichts der auch immer negativen Seiten jeder Technologieentwicklung. Bei den Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen kommt hinzu, daß eindeutige Identifikationsmöglichkeiten wegen ihrer Vielfalt und ihrer Größenunterschiede schwieriger sind

Tabelle 7.7

Instrumente zur Verbesserung der Finanzierung von Energieanlagen

— Kredite mit langen Laufzeiten u. ggf. verringerten Zinsen (z.B. wie bei Bausparkassen)

— deutlich erhöhte Abschreibungsmöglichkeiten und andere Steuervergünstigungen)

— Übernahme von Bürgschaften

— Neuordnung von Verwaltungshaushalten mit dem Ziel, die Trennung zwischen öffentlichem Vermögens- und Verwaltungshaushalt aufzuheben, um der veränderten Kostenstruktur gerecht zu werden

— Finanzhilfen für rentable kommunale Investitionen in diesem Bereich der Energieversorgung trotz eventueller Überschuldung von Gemeinden

— versicherungstechnische Anpassungen für Folgekosten (z.B. Verkehr, Kernenergie), um erneuerbare Energiequellen indirekt zu entlasten

— Anreize für Wohnungsvermieter, wenn in Wärmedämmaßnahmen und Solaranlagen investiert wird (z.B. Umlage auf Kaltmiete in der Höhe der Energiekostenersparnis)

— Finanzierungsmodelle für genossenschaftlich betriebene Biomasseanlagen, gekoppelt mit langfristig gesicherten Lieferverträgen (für Abfallbiomassen) und Abnahmeverträgen (z.B. Biogas); Klärung von Haftungsfragen

— Unterstützung von „Nutzwärme"- und „Nutzstrom"-Konzepten bei Stadtwerken und anderen Energiedienstleistungsunternehmen (d.h.: Planung, Investitionen und Betreuung dezentraler Anlagen zur Energieeinsparung und zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen beim Verbraucher übernimmt die fachkundige Einrichtung, die Kosten werden auf die monatlichen Energiezahlungen umgelegt).

Tabelle 7.8

Maßnahmen und Initiativen zur Aktivierung und Motivationsverbesserung der Unternehmen

— Politische Erklärungen, daß rationelle Energieverwendung und erneuerbare Energiequellen eine vorrangige Position bei der zukünftigen Energieversorgung haben

— klare Hinweise in offiziellen Verlautbarungen auf die Chancen einer längerfristigen Nutzung erneuerbarer Energiequellen. (Im Gegensatz zur derzeitigen tendenziell stärkeren Betonung der Begrenzungen, der langsamen Mobilisierbarkeit und der noch ungeklärten Probleme. Derartige Äußerungen stehen gelegentlich in bemerkenswertem Kontrast zu deutlich optimistischeren Stellungnahmen zu anderen, wesentlich spekulativeren Optionen, z.B. der Fusionsenergie)

— Hinweise auf den innovativen Charakter der Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen

— verbindliche Festlegung auf längerfristig gesicherte Förderprogramme (ähnlich den Festlegungen zur Förderung der Raumfahrtforschung)

— Schaffung von Einstiegsmärkten durch die Verpflichtung, eine bestimmte Anzahl öffentlicher Gebäude und anderer Einrichtungen vorbildhaft mit Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen auszustatten

— Zusagen zur Unterstützung bei der Erschließung neuer Märkte mittels Bürgschaften (insbesondere für Exportmärkte, Entwicklungshilfeprojekte), Zuschüssen für Marktstudien und für Präsentation der Technologien

— Anregungen, vor allem an finanzstärkere Unternehmen, eine größere Risikobereitschaft bei der Entwicklung derartiger Technologien zu zeigen. Einforderung der Eigenverantwortung und Leistungsbereitschaft von Unternehmern angesichts der Treibhausproblematik

— Schaffung klarer Richtlinien und rechtlicher Rahmenbedingungen für den Einsatz von Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen

Tabelle 7.9

Spezifische Empfehlungen zur Einführung solaren Wasserstoffs

— Weiterentwicklung der Schlüsseltechnologien im Rahmen einer allgemein verstärkten Forschungsförderung für erneuerbare Energiequellen

— konsequente Weiterführung von Solar-Wasserstoff-Demonstrationsanlagen wachsender Größe

— Einsatz von Wasserstoff als dezentraler Speicher bei Dorf- oder Inselversorgung (insbesondere im Rahmen von Projekten zur dezentralen Energieversorgung in Entwicklungsländern), um vollständige Selbstversorgung mit Solarenergie zu demonstrieren (H_2 als Wochenspeicher oder saisonaler Speicher)

— Weiterentwicklung und Einsatz fortschrittlicher Elektrolyseure in größeren Leistungsklassen (mehrere 10 MW)

— Demonstration verschiedener Nutzungsmöglichkeiten von Wasserstoff als Energieträger (z. B. BHKW, Brennstoffzellen, katalytische Heizer, Busse, Flugzeuge). Dabei insbesondere Anstrengungen zur Reduzierung von Stickoxid-Emissionen

— Präzisierung der Nutzungsmöglichkeiten abgelegener, in Form von Elektrizität nicht direkt nutzbarer großer Wasserkraftpotentiale (z. B. Grönland) im Rahmen einer solaren Wasserstoffwirtschaft

— Detaillierte Untersuchungen zur Produktion von Solarzellen in sehr großem Umfange hinsichtlich Produktionsabfällen, Recyclingmöglichkeiten, Energieeinsparungen und Entsorgungsfragen

— Weiterführende Studien und Auslegungsrechnungen zur Errichtung großer Solaranlagen in einstrahlungsreichen Gebieten, insbesondere hinsichtlich lokaler Strahlungsbilanzen (Albedo), optimaler Standorte, Wasserhaushalt (Meerwasserentsalzung, Kombination mit Bewässerung u. ä.) und infrastruktureller Einbindung (z. B. Ansiedlung von Industrie, Nutzung des Sauerstoffs)

als bei vielen anderen, eher einheitlich wirkenden Technologien. Außerdem hat sich das politische und öffentliche Interesse bisher immer nur in kritischen Phasen anderer Energiequellen der solaren Energie zugewandt, was u. a. aus den schwankenden Fördermitteln seit 1973 zu erkennen ist. Relativ hat dabei die Bundesrepublik meist eine positive Rolle gespielt, was Förderhöhe und Stellenwert in der politischen Diskussion anbelangt. Auch derzeit nimmt sie bei der Förderung von Forschung und Entwicklung regenerativer Energietechnologien einen Spitzenplatz ein. In der Markteinführung sind punktuell jedoch andere Länder voraus (z.B. Dänemark, Schweiz, Kalifornien, Schweden).

Insgesamt bietet sich derzeit jedoch ein uneinheitliches Bild hinsichtlich der zukünftigen Rolle erneuerbarer Energiequellen in der nationalen und globalen Energieversorgung und Energiepolitik. Entscheidungsträger in Wirtschaft und Ministerien neigen eher dazu, ihr eine lediglich additive Rolle zuzubilligen, obwohl gleichzeitig vielfach ihre längerfristig sehr große Bedeutung angesichts der Klimaproblematik auch und gerade in der Politik artikuliert wird. Eine konkrete energiepolitische Zielsetzung in Form eines klar umrissenen Programms hinsichtlich der zukünftigen Rolle der erneuerbaren Energiequellen fehlt bisher sowohl im nationalen Rahmen wie erst recht im europäischen und internationalen Rahmen. Zu dieser Feststellung gelangt auch der Endbericht der Koordinatoren zum Studienschwerpunkt „Erneuerbare Energiequellen" für die Klima-Enquete-Kommission.

Es wird deshalb empfohlen, das bisher vergleichsweise starke Engagement der Bundesrepublik in Erforschung und Entwicklung solarer Energietechnologien (insbesondere auch der Option „Solarer Wasserstoff") und das hoch entwickelte Problembewußtsein hinsichtlich der drohenden Klimagefahren auszubauen zu einer politischen Vorreiterrolle für Markteinführung und Ausbau solarer Energietechnologien in West- und Osteuropa und in den Entwicklungsländern.

Begründet werden kann dies durch folgende Gesichtspunkte:

— Eine breite Nutzung solarer Energien ist an eine deutliche Anhebung von Energiepreisen gebunden, die letztlich nur in internationaler Abstimmung erfolgen kann.

— In den südlichen Mitgliedsländern der Europäischen Gemeinschaft existieren teilweise hervorragende Möglichkeiten der Nutzung erneuerbarer Energiequellen, gerade dort ist aber gegenwärtig das Interesse an ihnen eher gering.

— Erneuerbare Energien stellen insbesondere für die Entwicklungsländer die wichtigste Option zur Substitution fossiler Energien und zur Sicherstellung ihres wachsenden Energiebedarfs dar. Sie werden dort aber nur genutzt werden, wenn die Industrieländer mit gutem Beispiel vorangehen und technologische und finanzielle Vorleistungen erbringen.

— Die Energieversorgungsstruktur der DDR wird in naher Zukunft große Veränderungen erfahren. Während die Bedeutung der rationellen Energienutzung dabei unumstritten ist, gibt es bisher nur wenig Ansätze, den Stellenwert der erneuerbaren Energiequellen zu bestimmen. In einem vereinten Deutschland wird aber der Beitrag erneuerbarer Energiequellen auch wesentlich von ihren Entwicklungschancen in der jetzigen DDR abhängen. Auch osteuropäische Länder einschließlich der Sowjetunion könnten hierdurch in ihrer Einstellung zur (bisher relativ wenig beachteten) Solarenergienutzung beeinflußt werden.

— Eine zukünftige solare Energiewirtschaft unter Einschluß von Wasserstoff erfordert auch die Nutzung geeigneter Landflächen in einstrahlungsreichen Gebieten. Insbesondere die nordafrikanischen Mittelmeeranrainer bieten hier besonders gute Voraussetzungen, was auch für die Europäische Gemeinschaft eine große Chance darstellt. In der Untersuchung wurde dargelegt (Materialienband V, Abschnitte 1.4.2 und 3.6), daß der Aufbau einer solaren Wasserstoffwirtschaft nur tragfähig ist, wenn er in Kooperation der betreffenden Länder erfolgt.

Folgende politische Initiativen sind vor diesem Hintergrund zu empfehlen:

— Erarbeitung eines gesamtdeutschen Energieprogramms, welches die Reduktionsforderungen hinsichtlich Kohlendioxid erfüllt und dabei die Rolle der erneuerbaren Energiequellen festlegt. Dabei sollten auch Zeitabschnitte nach 2005 berücksichtigt werden, um den Mobilisierungszeiträumen solarer Energien gerecht zu werden. Die Ausgangsbasis könnten die Ergebnisse des Studienprogramms der Klima-Enquete-Kommission bilden.

— Die veränderten wirtschaftlichen Gegebenheiten, die der Binnenmarkt für Europa mit sich bringt, sollten auch für eine konkretere Entwicklungsstrategie zugunsten solarer Energietechnologien genutzt werden, welche bisher in der europäischen Energiepolitik eine eher untergeordnete Rolle gespielt haben. Die Bundesrepublik könnte anregen, Potential und Nutzungsmöglichkeiten der Solarenergie in Europa neu zu bestimmen und dabei versuchen, insbesondere die südlichen Mitgliedsstaaten zur Mitarbeit zu motivieren. In Untersuchungen sollte geklärt werden, ob nicht gerade diese weniger wohlhabenden Gemeinschaftsregionen, die zudem eine weniger gut ausgebaute Energieinfrastruktur mit höheren Energiekosten haben, von einer gezielten Einführung solarer Technologien besonders profitieren könnten. Dabei sollte auch die Rolle der europäischen Verbundnetze für Strom und Gas bezüglich einer späteren Verteilung solarer Elektrizität und solaren Wasserstoffs genauer definiert werden. Geprüft werden sollte, ob nicht ähnlich dem EURATOM-Vertrag für erneuerbare Energiequellen ähnliche Vereinbarungen getroffen werden können.

— Ein Teil der vorgeschlagenen CO_2-Abgaben sollte in einen internationalen Umweltfonds eingebracht werden, der dem Aufbau einer umweltverträglichen und dauerhaften Energieversorgung mit Schwerpunkt auf rationeller Energienutzung und erneuerbaren Energiequellen in den Entwicklungsländern dient. Dies ist die Konsequenz aus der Erkenntnis, daß eine globale Strategie zur Reduktion der CO_2-Emissionen nicht nur zur Umverteilung von Ressourcen innerhalb der Bundesrepublik führen müßte, sondern gleichzeitig zu einer Vermögensumverteilung zugunsten der Entwicklungsländer. Anders kann nicht erwartet werden, daß diese Länder zur Reduktion von CO_2-Emissionen beitragen können.

Neben südeuropäischen Ländern kommen insbesondere die einstrahlungsreichen nordafrikanischen Länder als Standorte für große Solaranlagen im Rahmen einer solaren Wasserstoff-Energiewirtschaft in Betracht. Auch in diesen Ländern können solare Großanlagen sinnvollerweise nur auf dem Fundament einer insgesamt breiten Nutzung aller solaren Technologien aufgebaut werden. Eine konsequente und intensive Entwicklung und Nutzung der Solarenergie könnte der gesamten energetischen Infrastruktur gerade dieser Länder eine günstige Entwicklungsrichtung aufprägen und frühe Einsatzmöglichkeiten auch größerer solarer Anlagen schaffen.

In den meisten Ländern Nordafrikas gibt es eigenständige Vorstellungen und teilweise auch konkrete Programme zur dezentralen Nutzung der Solarenergie, die aber mangels finanzieller Mittel und aufgrund zu geringer fachlicher Kapazität mit unzulänglicher Geschwindigkeit vorankommen. Es wird daher vorgeschlagen, daß die Europäische Gemeinschaft in Verhandlungen mit der „Union der Maghreb-Staaten" eintritt „mit dem Ziel, eine beschleunigte Nutzung der Solarenergie für beide Staatengruppen frühzeitig und abgestimmt einzuleiten". Die Bundesrepublik könnte die Initiative zur Vorbereitung solcher Verhandlungen ergreifen. Alternativ sind auch bilaterale Abkommen möglich.

8. Anmerkungen zum TA-Prozeß aus der Sicht der Gutachter

Die hier vorliegende Untersuchung vertieft die Kenntnisse über zukünftige Gestaltungsmöglichkeiten der Energieversorgung. Darüber hinaus vermittelt sie der Kommission — zusammen mit TA-Untersuchungen zu anderen Fragestellungen — Erkenntnisse über den TA-Prozeß und gibt Auskunft, ob Politikberatung in der hier praktizierten Art erfolgreich ist oder ob andere Methoden zweckmäßiger sind.

Ein TA-Gutachten ist dann für politische Entscheidungen nützlich, wenn es über den sachbezogenen Erkenntniszuwachs hinaus

a) den Gutachtern gelingt

— die Auswirkungen technischer Innovationen und dadurch bedingter struktureller Verän-

derungen möglichst umfassend zu analysieren und diese in einer verständlichen und übersichtlichen Art zu benennen sowie darüber hinaus darzulegen, welche Annahmen, Hypothesen und gutachterlichen Einschätzungen der Untersuchung zugrunde liegen,

— die daraus ableitbaren Handlungsmöglichkeiten und -alternativen aufzuzeigen und sie in praktikable Vorschläge umzusetzen sowie deren Implikationen darzustellen;

b) die Entscheidungs- und Handlungsträger veranlaßt, sich soweit auf den TA-Prozeß einzulassen, daß sie die aufgezeigten Problem- und Handlungsfelder erkennen und aufgreifen, sie einer Bewertung unterziehen, daraus begründete Entscheidungen ableiten und gegebenenfalls geeignete Institutionen veranlassen, diese zu verwirklichen.

Bereits in der Aufgabenbeschreibung war vom Auftraggeber dieses TA-Gutachtens auf den dazu erforderlichen stetigen Kommunikationsprozeß zwischen Gutachtern und Politikern hingewiesen und eine besondere Beachtung dieses Prozesses verlangt worden.

Aus der Sicht der Gutachter können zur inhaltlichen Ausfüllung und zum Ablauf dieser TA-Untersuchung folgende Punkte angemerkt werden:

— Vom Ansatz her war die vorliegende TA eine probleminduzierte TA. Für ein bestehendes Problem — eine umweltschädigende Energieversorgung — sollten durch Einsatz neuer Techniken — der Solarenergie- und der Wasserstoffnutzung — Lösungsmöglichkeiten gesucht werden. Probleminduzierte TA sind im allgemeinen komplexer als technikinduzierte TA, wo nach den Auswirkungen einer einzelnen Technik gefragt wird. Sie verlangen daher nach ausreichender Interdisziplinarität und möglichst systematischer Durchdringung des Untersuchungsgebiets.

  In dieser Hinsicht hat das Gutachterteam (und vermutlich auch die Kommission) den Aufwand für die Definition und Aufbereitung des Problembereichs und seiner zeitlichen Entwicklungsmöglichkeiten (Entwurf der Hauptpfade und Aufbauvarianten), in welche der Untersuchungsgegenstand „Solarer Wasserstoff" eingebettet werden mußte, teilweise unterschätzt. Dies führte vor allem im letzten Drittel des Bearbeitungszeitraums, in dem die eigentliche Folgenanalyse und Beurteilung der Ergebnisse erfolgte, zu intensivem Arbeits- und Zeitdruck.

  Verschiedene Erkenntnisse und Schlußfolgerungen hätten trotz guter Ansätze innerhalb des Gutachterteams ausführlicher diskutiert und vertieft werden müssen, was aus Zeitgründen nicht möglich war. Bei einigen Fragestellungen (z. B. Energieeinsparung durch Verhaltensänderungen, gesellschaftliche und außenpolitische Auswirkungen, Akzeptanzfragen) wäre die Anwesenheit eines Sozialwissenschaftlers zweckmäßig gewesen.

— Für die Gutachter war die TA-Untersuchung mit einem stetigen Lernprozeß hinsichtlich der Bedeutung und Einordnung des „solaren Wasserstoffs" in das Umfeld einer zukünftigen Energieversorgung verbunden. In jedem Fall ist also ein beträchtlicher Erkenntniszuwachs eingetreten, dessen Grundlagen in den Materialienbänden ausführlich niedergelegt wurden. Die Gutachter sind nicht sicher, ob es ihnen in jedem Fall im Laufe der Berichterstattung ausreichend gelungen ist, die Fülle der Einzelergebnisse so zu vermitteln, daß sich der „Nutzen" der Untersuchung nicht nur auf interessierte Experten beschränkt, sondern die Erkenntnisse auch in den politischen Gestaltungsprozeß einfließen.

— Für die Weiterentwicklung der Nutzung von Solarenergie und Wasserstoff konnten einige „robuste" Schlußfolgerungen gezogen werden, die zu Handlungsempfehlungen der Gutachter verdichtet wurden. Chancen und Möglichkeiten, aber auch Aufwand und Grenzen der solaren Option konnten relativ gut herausgearbeitet werden. Als Mangel der Untersuchung kann das Fehlen einer ähnlichen Bearbeitungstiefe bei alternativen Energieversorgungsoptionen und damit der objektiven Vergleichsbasis aufgefaßt werden. Dies birgt die Gefahr einer zu schnellen Festlegung auf die eine oder andere Option bzw. der selektiven Wahrnehmung einzelner Aussagen und ihre unzulässige Verallgemeinerung.

— Der anfänglich gewünschte und z. B. bei der Vorlage des Zwischenberichts erfolgte Kommunikationsprozeß zwischen der Kommission und den Gutachtern hätte im zweiten Untersuchungsabschnitt noch intensiviert werden sollen. Der komplexe Untersuchungsgegenstand, verbunden mit den für die Quantifizierung erforderlichen zahlreichen Annahmen, Voraussetzungen und Modellrechnungen hätte einer noch gründlicheren Erläuterung und Diskussion bedurft, um die Gültigkeit und Aussagekraft mancher Schlußfolgerungen kritisch werten und dadurch wieder auf den weiteren Bewertungsprozeß einwirken zu können. Die Expertenanhörung zum Teilbereich „Kosten der Schlüsseltechnologien" hat gezeigt, wie notwendig eine ausführliche Darlegung und Diskussion bereits der Annahmen und Ausgangsbedingungen ist, die zur Ermittlung der Kostenansätze führten.

In zukünftigen Untersuchungen ähnlicher Art könnten teilweise Verbesserungen geschaffen werden durch

— Durchführung einer Vorstudie, in welcher Umfang, Struktur und Zielsetzung der Untersuchung präzisiert werden und auf deren Basis ggf. Zeit- und Mittelaufwand und die Zusammensetzung bzw. Ergänzung des Gutachterteams modifiziert werden können

— Möglichkeiten, kurzfristig Expertisen oder abgeschlossene Teilstudien in einem festgelegten Gesamtumfang einholen zu können

— Durchführung mehrerer Klausurtagungen mit der Kommission, zumindest mit der betreffenden

Arbeitsgruppe, um ausreichend über den laufenden Erfahrungsgewinn einer derartigen Untersuchung diskutieren zu können

— möglichst stetige Teilnahme eines oder mehrerer Mitglieder der Kommission und/oder des Sekretariats an den Arbeitssitzungen des Gutachterteams mit der Möglichkeit, Modifizierungen oder neue Fragestellungen vorzuschlagen

— Hinzuziehung weiterer Experten, welche — eventuell als zusätzlicher Begutachterkreis — die betreffende Arbeitsgruppe der Kommission unterstützen können.

Literaturauswahl

Ad-hoc, 1988
Ad-hoc-Ausschuß beim BMFT: Solare Wasserstoffenergiewirtschaft. Gutachten und wissenschaftliche Beiträge, Bonn, April 1988

BMFT, 110
BMFT: 3. Programm Energieforschung und Energietechnologien. Zusammenfassung, Pressereferat des BMFT, Bonn, Februar 1990

DIW/ISI, 1984
DIW, Berlin; FhG-ISI, Karlsruhe: Abschätzung des Potentials erneuerbarer Energiequellen in der BRD, Studie im Auftrag des BMFT, Berlin, Karlsruhe, Oktober 1984

DLR, 1987
DLR u.a.: Energiegutachten Baden-Württemberg. Teilgutachten „Erneuerbare Energiequellen", Stuttgart, September 1987

Enquete, 1990
Endbericht „Erneuerbare Energiequellen" (Studienschwerpunkt A2) im Studienprogramm für die Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des Deutschen Bundestages. Berlin, Jülich, München, März 1989

Förderkonzept, 1988
H. Klaiß, J. Nitsch: Vorschlag für ein Förderkonzept der Landesregierung Baden-Württemberg über den verstärkten Einsatz erneuerbarer Energiequellen, DLR Stuttgart, April 1988

Fritsche, 1989
U. Fritsche: Emissionsmatrix für klimarelevante Schadstoffe in der BRD, Studie im Auftrag der Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des Deutschen Bundestages, Öko-Institut, Büro Darmstadt

Hohmeyer, 1988
O. Hohmeyer: Social Cost of Energy Consumption, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York, London, Paris, Tokyo 1988

Jochem, 1988
E. Jochem: Technikfolgenabschätzung am Beispiel der Solarenergienutzung, P. Lang-Verlag, Frankfurt 1988

Nitsch, 1990
J. Nitsch, J. Luther: Zukünftiger Energieverbrauch der Bundesrepublik Deutschland und seine Deckungsmöglichkeiten durch erneuerbare Energiequellen, Springer-Verlag, Heidelberg 1990

Ogden, 1989
J. M. Ogden, R. H. Williams: Solar Hydrogen, Moving beyond Fossil Fuels, World Resources Institute, Oktober 1989

Prognos, 1987
Rationelle Energieverwendung und -erzeugung. Prognos-Untersuchung im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Mittelstand und Technologie Nordrhein-Westfalen, Basel/Köln, Oktober 1987

Prognos, 1990
Prognos AG (Hrsg.): Energieprognose bis 2010. Die energiewirtschaftliche Entwicklung in der BRD bis zum Jahr 2010, mi-Poller, Landsberg, 1990

VDEW, 1990
R. Friedrich u.a.: Externe Kosten der Stromerzeugung. IKE Stuttgart, VDEW-Verlag, Frankfurt 1989

Winter, 1989
C. J. Winter, J. Nitsch (Hrsg.): Wasserstoff als Energieträger — Technik, Systeme, Wirtschaft, 2. Aufl., Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg 1989

Glossar

Erläuterungen wichtiger Grundbegriffe

Energie
Fähigkeit eines Systems, äußere Wirkungen hervorzubringen. Energie tritt in verschiedenen Formen auf, die vollständig oder teilweise ineinander umgewandelt werden können. Bei jeder Umwandlung bleibt die Summe der Energie konstant. Es geht also keine Energie verloren (Satz von der Erhaltung der Energie). Sie kann gespeichert, an ein System gebunden oder systemgrenzüberschreitend auftreten.

Exergie
Jener Teil der Energie, der sich unter gegebenen thermodynamischen Zuständen der Umwelt in jede andere Energieform umwandeln läßt. Der Exergieanteil eines Energiestromes nimmt bei allen Umwandlungsvorgängen ab (bleibt theoretisch höchstens konstant).

Anergie
Nicht in eine andere Energieform umwandelbarer Teil der Energie (z.B. Wärmeinhalt der Umgebung).

Erscheinungsformen der Energie
- Mechanische Energie (potentielle und kinetische)
- Thermische Energieformen (innere Energie, Enthalpie)
- Chemische Bindungsenergie
- Physikalische Bindungsenergie
- Elektrische Energie
- Elektromagnetische Strahlung

Leistung
Die in einer bestimmten Zeiteinheit geleistete Arbeit.

Primärenergie
Energieinhalt von Energieträgern, die noch keiner Umwandlung unterworfen wurden.

Sekundärenergie
Energieinhalt von Energieträgern, die aus der Umwandlung von Primärenergieträgern oder aus anderen Sekundärenergieträgern gewonnen wurden.

Endenergie
Bezugsenergie, vermindert um den nicht energetischen Verbrauch und um die Umwandlungsverluste und den Eigenbedarf bei der Strom- oder Gaseigenerzeugung beim Endverbraucher.

Nutzenergie
Energie, welche beim Verbraucher nach der letzten Umwandlung für den jeweiligen Zweck zur Verfügung steht.
Technische Form der Energie, welche der Verbraucher für den jeweiligen Zweck letztlich benötigt, also z.B. Wärme, mechanische Energie, Licht, Nutzelektrizität (z.B. für Galvanik und Elektrolyse) und elektromagnetische Strahlung.

Energieanwendung
Verwendung von End-(Gebrauchs-)Energie zur Erzeugung von Nutzenergie für den jeweiligen Nutzungszweck.

Energieträger
Stoffe und physikalische Erscheinungsformen der Energie, aus denen direkt oder durch eine oder mehrere Umwandlungen (Umformungen) Energie gewonnen werden kann. Sie können aus gleichen oder verschiedenen Energiequellen stammen.

Nichtregenerative Energiequellen
Energieträger, die sich nicht oder nur in erdgeschichtlichen Zeiträumen erneuern.

Regenerative Energiequellen
Energieträger, die sich ständig auf natürliche Weise wieder erneuern.

Fossile und regenerative Brennstoffe
Stoffe, aus denen chemisch gebundene Energie freigesetzt werden kann. Man unterscheidet zwischen festen, flüssigen und gasförmigen Brennstoffen.

Biomasse
Organische Stoffproduktion in Pflanzen und Tieren. Sie ist eine Quelle regenerativer Brennstoffe.

Kernbrennstoffe
Stoffe, aus denen physikalisch gebundene Energie freigesetzt werden kann.

Sonnenenergie
Alle Formen regenerativer Energie, die direkt oder indirekt von der Sonne stammen.

Energiebedarf
Der zur Erfüllung eines bestimmten Zweckes unter Einsatz einer bestimmten Technologie erwartete Energieaufwand in der jeweils erforderlichen Form. Er bezieht sich auf bestimmte Zeiträume oder Vorgänge.

Energieverbrauch
Die für die Deckung von Energiebedarf verbrauchte Menge an Energie in der jeweils eingesetzten Form. Er bezieht sich auf bestimmte Zeiträume oder Vorgänge.

Spezifischer Energieverbrauch
Auf eine Größe (z.B. Stückzahl, Masse, Volumen, Fläche, Einwohner, Wert) des Zielprozesses bezogener Energieverbrauch. Die Bezugsgröße ist immer anzugeben.

Kumulierter spezifischer Energieverbrauch
Produktbezogener Energieverbrauch, der sich als Summe allen Energieverbrauchs ergibt, der bei der Herstellung selbst und in den vorgelagerten Stufen der Gewinnung, Herstellung und Verarbeitung der Werkstoffe und Betriebsmittel für dieses Produkt benötigt wird.

Erntefaktor

Quotient aus der Nettoenergieerzeugung in der geplanten Lebensdauer einer energieerzeugenden Anlage und dem kumulierten Energieverbrauch für die Herstellung der Anlage, der Betriebsmittel und der Betriebsstoffe.

Energetische Amortisationszeit

Die Betriebsdauer einer energieerzeugenden Anlage, in der die kumulierte Nettoenergieerzeugung genauso groß geworden ist wie der Energieaufwand zur Errichtung der Anlage und Herstellung ihrer Teile.

Wirkungsgrad

Quotient aus der nutzbaren abgegebenen Leistung und der zugeführten Leistung. Der Wirkungsgrad ist jeweils nur für stationäre Betriebszustände bestimmbar. Der Wirkungsgrad kann als energetischer oder exergetischer Wirkungsgrad bestimmt werden.

Nutzungsgrad

Quotient aus der in einem bestimmten Zeitraum nutzbar abgegebenen Energie und der gesamten zugeführten Energie. Die betrachteten Zeiträume können Pausen-, Leerlauf-, Anfahr- und Abfahrzeiten mit einschließen. Der Nutzungsgrad kann als energetischer oder exergetischer Nutzungsgrad bestimmt werden.

Energieverluste

Der aus einem System austretende, nicht im Sinne des Prozesses genutzte Teil der zugeführten Energie. Verluste sind zum Teil naturgesetzlich bedingt unvermeidbar, zum anderen Teil durch technische Mittel und/oder persönliches Verhalten vermeidbar.

Energieeinheiten

	Mio t RÖE	Mio t SKE	TWh	PJ
1 Mio t RÖE = 10^9 kg RÖE = (7 Mio Barrel Rohöl)	1	1,43	11,6	41,9
1 Mio t SKE = 10^9 kg SKE =	0,700	1	8,14	29,3
1 TWh = 10^9 kWh =	0,0861	0,123	1	3,60
1 PJ = 10^9 MJ =	0,0239	0,0341	0,278	1

Energieträger

	Einheit	kg SKE	MJ	kWh
Rohöl	1 l = 0,83 kg	1,21	35,5	9,8
Schweres Heizöl	1 l = 0,91 kg	1,27	37,3	10,4
Diesel/Heizöl leicht	1 l = 0,83 kg	1,22	35,6	10,0
Benzin	1 l = 0,74 kg	1,10	32,2	9,1
Erdgas	1 m^3	1,08	31,7	8,80
Wasserstoff	1 m^3	0,37	10,8	3,0
Steinkohle	1 kg	1,00	29,7	8,15
Braunkohle	1 kg	0,28	8,2	2,28
Holz	1 kg	0,51	15	4,2
Biogas	1 m^3	0,72	21	5,9
Strom	1 kWh	0,123	3,6	1,0

Freiwerdendes CO_2 bei Verbrennung fossiler Energieträger

	Steinkohle	Erdöl	Erdgas
CO_2-Freisetzung (in t) zur Erzeugung der Energie von 1 t SKE	2,73	2,20	1,61
relative Werte der CO_2-Emission bezogen auf Erdgas (für Erdgas = 1)	1,7	1,4	1,0

Quelle: nach /Fritsche/

Maßeinheiten

Leistung

1 W	= 1 Watt	= 1 Joule/s		
1 kW	= 1 Kilowatt	= 1000 Watt	= 10^3 Watt	
1 MW	= 1 Megawatt	= 1000 kW	= 10^6 Watt	
1 GW	= 1 Gigawatt	= 1000 MW	= 10^9 Watt	
1 TW	= 1 Terawatt	= 1000 GW	= 10^{12} Watt	

Energie (Arbeit)

1 Wh	= 1 Wattstunde	= 3,6 Kilojoule	
1 kWh	= 1 Kilowattstunde	= 1000 Wh	= 10^3 Wh
1 MWh	= 1 Megawattstunde	= 1000 kWh	= 10^6 Wh
1 GWh	= 1 Gigawattstunde	= 1000 MWh	= 10^9 Wh
1 TWh	= 1 Terawattstunde	= 1000 GWh	= 10^{12} Wh (= 10^9 kWh)

Umrechnungswerte:

1 W	= 1 J/s
1 Ws	= 1 J
1 kWh	= 3,6 MJ
1 kg SKE	= 39,3 MJ
1 t SKE	= 39,3 GJ

dezimale Vielfache:

k	= Kilo	= 10^3
M	= Mega	= 10^6
G	= Giga	= 10^9
T	= Tera	= 10^{12}
P	= Peta	= 10^{15}

SKE (Steinkohleneinheit)
1 kg SKE ist die Wärmemenge, die 1 kg Steinkohle mit einem Heizwert von 29,3 MJ/kg entspricht.

Die gebräuchlichste Einheit für die Wärmeenergie ist Joule und für die Wärmeleistung Joule/s.
Zur besseren Vergleichbarkeit wurden in der Studie in der Regel die zugelassenen Einheiten Watt für die Leistung und Wattstunden für die Energie und deren Vielfache verwendet.

Preise fossiler Energieträger und von Elektrizität 1989 in DM/kWh_{th} bzw. DM/kWh_{el}

Energieträger	Haushalte, Kleinverbraucher	Industrie, Großverbraucher
Leichtes Heizöl[1])	0,039	0,034
Schweres Heizöl[1])	—	0,021
Erdgas[2])	0,048	0,024
Motorenbenzin (Durchschnittswert Normal/Super)[3])	—	0,129
Dieselkraftstoff[3])	—	0,096
Steinkohle		
— deutsche Kohle	0,071[4])	0,035
— Importkohle[5])	—	0,012
Braunkohle[6])	0,028	0,021
Elektrizität[7])	0,239	0,133
(Heizstrom	0,103)	—

[1]) Einschl. Mineralölsteuer, ohne MWSt.
[2]) Durchschnittserlöse, ohne MWSt.
[3]) Einschl. Mineralölsteuer und MWSt.
[4]) Briketts
[5]) Einfuhrpreis für Kraftwerkskohle
[6]) Ab-Werk- bzw. Ab-Grube-Listenpreise
[7]) Durchschnittserlöse ohne Ausgleichsabgabe, ohne MWSt.

ABSCHNITT E:

Anhang (Verzeichnisse)

1. Kleine und Große Anfragen sowie in den Deutschen Bundestag eingebrachte Anträge zum Thema „Solarer Wasserstoff"

Titel	BT-Drucksache
„Forschungs- und Entwicklungsprogramm Solarenergie und Wasserstoff", Antrag der Abg. Dr. Scheer, . . . und der Fraktion der SPD	11/1175
„Förderung und Nutzung ‚erneuerbarer Energiequellen' in der Bundesrepublik Deutschland", Antwort der Bundesregierung auf die Große Anfrage der Abg. Lenzer, . . . und der Fraktion der CDU/CSU sowie der Abg. Dr.-Ing. Laermann, . . . und der Fraktion der FDP	11/2684 bzw. 11/2029
„Förderung und Nutzung ‚erneuerbarer Energiequellen' in der Bundesrepublik Deutschland„, Entschließungsantrag der Abg. Dr. Daniels (Regensburg), . . . und der Fraktion DIE GRÜNEN zur Großen Anfrage der Abg. Lenzer, . . . und der Fraktion der CDU/CSU sowie der Abg. Dr.-Ing. Laermann, . . . und der Fraktion der FDP	11/4048
„Förderung eines Programms ‚solare Wasserstoff-Energiewirtschaft' mit 135 Mio DM", Änderungsantrag der Fraktion der SPD zur zweiten Beratung des Entwurfs des Haushaltsgesetzes 1989	11/3416
„Förderung erneuerbarer Energien I", Antwort der Bundesregierung auf eine Kleine Anfrage des Abg. Dr. Daniels (Regensburg) und der Fraktion DIE GRÜNEN	11/5103 bzw. 11/5011
„Einstellung von Ausgabemitteln in Höhe von 145 Mio DM für ein Programm ‚solare Wasserstoff-Energiewirtschaft' ", Änderungsantrag der Fraktion der SPD zur zweiten Beratung des Entwurfs des Haushaltsgesetzes 1990	11/5893
„Energieforschungsprogramm der Bundesregierung", Antrag der Abg. Vosen, . . . und der Fraktion der SPD	11/6185

2. Zusammenstellung der Arbeitsunterlagen der Kommission zum Themenbereich „Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft"

2.1 Kommissions-Drucksachen

Nr.	Titel	Verfasser/Hrsg./Quelle
1	Beschlußempfehlung und Bericht	Ausschuß für Forschung und Technologie (18. Ausschuß), BT-Drucksache 11/979, Oktober 1987
7	Vorschlag für ein drittes Untersuchungsfeld der Kommission „Integration der Telekommunikationsnetze"	Paterna, P., MdB, März 1988
10	Vorschlag für ein drittes Untersuchungsfeld der Kommission — Integrierte Fernmeldenetze — Solarer Wasserstoff als Energieträger im Vergleich zu Alternativen	Rust, B., MdB, März 1988
20	Vorschlag für ein drittes Untersuchungsfeld der Kommission — Solarer Wasserstoff	Bulmahn, E., MdB, April 1988

Nr.	Titel	Verfasser/Hrsg./Quelle
21	Begründung der Vorschläge für ein drittes Untersuchungsfeld der Kommission	Rust, B., MdB, März 1988
23	Begründung des Vorschlags für ein drittes Untersuchungsfeld der Kommission	Bulmahn, E., MdB, März 1988
28	Anmerkungen zum TA-Thema „Wasserstoff"	Paschen, H., Kernforschungszentrum Karlsruhe, Juni 1988
36	Diskussionspapier zum Thema „Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft"	Jochem, E., Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, ISI und Paschen, H., Kernforschungszentrum Karlsruhe / AFAS
49	Zustimmung zu dem weiteren Untersuchungsfeld „Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft"	Ausschuß für Forschung und Technologie (18. Ausschuß), 17./18. Sitzung am 30./31.1.1989
54	Zusammenstellung der eingegangenen Angebote zur Erstellung eines Gutachtens zum Thema „Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft"	Batelle-Institut, Frankfurt/M., Februar 1989, Fichtner Beratende Ingenieure, Februar 1989, Deutsche Forschungs- und Versuchsanstalt für Luft- und Raumfahrt e.V. in Kooperation mit dem Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), dem Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität Köln (EWI), der Ludwig-Bölkow Systemtechnik, Ottobrunn (LBS), Prof. Lutter, Universität Oldenburg, und Prof. Schaefer, Forschungsstelle Energiewirtschaft München, Februar 1989
67	Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft, Zwischenbericht — Kurzfassung	DIW, DLR, EWI, FfE, LBS, Universität Oldenburg, September 1989
67a	Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft, Zwischenbericht	DIW, DLR, EWI, FfE, LBS, Universität Oldenburg, September 1989
67b	Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft, Anhang zum Zwischenbericht	DIW, DLR, EWI, FfE, LBS, Universität Oldenburg, September 1989
68	Weitere Tätigkeiten der Studienbearbeiter für eine solare Wasserstoffwirtschaft	Warrikoff, A., MdB, Oktober 1989
69a	Stellungnahme zum Zwischenbericht „Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft"	Roelen, E., Phototronics Solartechnik GmbH, Putzbrunn, November 1989
69b	Stellungnahme zum Zwischenbericht	Siemens AG, Bereich Fossile Energieerzeugung, November 1989
69c	Stellungnahme zum Zwischenbericht	Benemann, J., Flachglas Solartechnik GmbH, Köln, November 1989
69d	Übersicht über Stromgestehungskosten aus photovoltaischen Anlagen in einigen ausgewählten Gebieten der Europäischen Gemeinschaft	EG-Kommission Dezember 1989
80	Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft Materialienband I — Entwicklungspfade	DIW, DLR, Mai 1990

Nr.	Titel	Verfasser/Hrsg./Quelle
81	Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft Materialienband II — Schlüsseltechnologien	LBS, DLR, FfE, Mai 1990
82	Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft Materialienband III — Struktur	DLR, Universität Oldenburg, Mai 1990
83	Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft Materialienband IV — Wirtschaftlichkeit	EWI, DIW, DLR, Mai 1990
84	Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft Materialienband V — Auswirkungen, Folgen und Realisierungsbedingungen	DIW, DLR, EWI, FfE, LBS, Universität Oldenburg Mai 1990
85	Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft — Endbericht	DIW, DLR, EWI, FfE, LBS, Universität Oldenburg Juni 1990
85a	Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft — Kurzfassung (Entwurf)	DIW, DLR, EWI, FfE, LBS, Universität Oldenburg Juni 1990
86	Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft — Materialienband V (neu) — Auswirkungen, Folgen und Realisierungsbedingungen	DIW, DLR, EWI, FfE, LBS, Universität Oldenburg Juni 1990
87	Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft — Endbericht (neu)	DIW, DLR, EWI, FfE, LBS, Universität Oldenburg Juni 1990
88	Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft — Kurzfassung (neu)	DIW, DLR, EWI, FfE, LBS, Universität Oldenburg Juni 1990

2.2 Kommissions-Vorlagen

Nr.	Titel	Verfasser/Hrsg./Quelle
46	Anthropogene Emmissionen (jährlich) / Iststand und Ausblick	Sekretariat der Enquete-Kommission November 1988
51	Vorschlag für einen Ausschreibungstext für die Vergabe eines Gutachtens zum Thema „Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft"	Sekretariat der Enquete-Kommission November 1988

2.3 Arbeitspapiere der AG „Wasserstoff"

Nr.	Titel	Verfasser/Hrsg./Quelle
1	Auszug zum Stichwort „Wasserstoff", 10. und 11. Wahlperiode	Sach- und Sprechregister des Deutschen Bundestages Mai 1988
2	Auszug aus der Komm.-Drs. 10/143 „Wasserstoff — Energieträger der Zukunft"	Donderer, R., Forschungs- und Informationsbüro Bremen November 1986
3	Zusammenfassender Entwurf des Gutachtens „Solare Wasserstoffenergiewirtschaft"	Ad-hoc-Ausschuß beim Bundesminister für Forschung und Technologie, Februar 1988
4	Ausschreibung eines Forschungsvorhabens zum Thema „Konsistenzprüfung einer denkbaren, zukünftigen Wasserstoffenergiewirtschaft"	Bundesminister für Forschung und Technologie April 1988
5	Ergebnisse aus einer Recherche in verschiedenen Datenbanken zum Stichwort „Wasserstoff"	Sekretariat der Enquete-Kommission Mai 1988
6	Übersicht über die getrennten Entwicklungswege der Solar- und Wasserstofftechnik in den kommenden Jahrzehnten	Jochem, E., Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung
7	Stellungnahmen/Bemerkungen zu den 10 Grundaussagen des Gutachtens „Solare Wasserstoffenergiewirtschaft"	Bundesminister für Forschung und Technologie Juli 1988
8	Bericht zum Stand der Arbeiten der Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre"	Sekretariat der Enquete-Kommission Dezember 1988
9	Stellungnahme zum Thema „Begrenzung einer TA — Wasserstoff auf den Straßen- und den Luftverkehr"	Jochem, E., Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung Dezember 1988
10	Tischvorlage — Eckdaten und Randbedingungen zur Herstellung und Nutzung nichtfossilen Wasserstoffs	Nitsch, J., DFVLR, Stuttgart Dezember 1988
11	Stellungnahme zur Kommissions-Drucksache 11/36	Ueberhorst, R., Beratungsbüro Diskursive Projektarbeiten und Planungsstudien Januar 1989
12	Zusammenfassung eines Arbeitsprogramms zum Thema „Konsistenzprüfung einer denkbaren zukünftigen Wasserstoffenergiewirtschaft"	Masur, K. P., Prognos AG und Morovic, T., Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung
13	Übersicht über die Angebote zur Erstellung eines Gutachtens zumThema „Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft"	Sekretariat der Enquete-Kommission März 1989
14	Synopse zur Sitzung der AG „Wasserstoff" am 6. 4. 1989	Nitsch, J. und Ziesing, H.J., DFVLR
15	Kurzprotokoll der 1. Sitzung der Arbeitsgruppe „Wasserstoff"	Sekretariat der Enquete-Kommission April 1989
16	Bemerkungen zum Thema „Solarer Wasserstoff"	Zoebelein, H., Henkel KGaA, Düsseldorf April 1989
17	Arbeitspapier Nr. 2 der Gutachter — Konzept der Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft	Nitsch, J. und Ziesing, H. J., DFVLR
18	Tagesordnung der 2. Arbeitssitzung der Gutachter	Nitsch, J. und Ziesing, H.J., DFVLR

Nr.	Titel	Verfasser/Hrsg./Quelle
19	Ergebnisse des Gesprächs der AG „Wasserstoff" mit dem Projektnehmer	Sekretariat der Enquete-Kommission Juni 1989
20	Kurzprotokoll der 2. Sitzung der Arbeitsgruppe „Wasserstoff"	Sekretariat der Enquete-Kommission Mai 1989
21	Bericht zum Stand der Kommissionsberatungen beim TA-Prozeß „Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoff wirtschaft"	Sekretariat der Enquete-Kommission Juni 1989
22	Entwurf einer Gliederung des Zwischenberichts (Kapitelüberschriften)	Sekretariat der Enquete-Kommission Juli 1989
23	Kurzprotokoll der 3. Sitzung der AG „Wasserstoff"	Sekretariat der Enquete-Kommission Juli 1989
24	Übersicht über den vorgesehenen Mittelabfluß bei den von der Kommission in Auftrag gegebenen Gutachten zum Thema „Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft"	Sekretariat der Enquete-Kommission August 1989
25	Bericht zum Stand der Kommissionsarbeiten und zum weiteren Vorgehen bei TA-Prozeß „Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft"	Sekretariat der Enquete-Kommission September 1989
26	Themen für eine Klausurtagung zum Untersuchungsprozeß „Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoff wirtschaft"	Sekretariat der Enquete-Kommission September 1989
27	Einladung zur Präsentation und Diskussion des Zwischenberichtes	DLR, Stuttgart Oktober 1989
28	Ausarbeitung zu den möglichen Alternativen bei der Berichterstattung der Kommission an den Deutschen Bundestag im Untersuchungsbereich „Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft"	Sekretariat der Enquete-Kommission Oktober 1989
29	Ausarbeitung zur Durchführung einer Anhörung im Untersuchungsbereich „Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft"	Sekretariat der Enquete-Kommission Oktober 1989
30	Vereinbarungen der AG für die weitere Bearbeitung der TA „Wasserstoff"	Sekretariat der Enquete-Kommission Oktober 1989
31	Zusammenfassende Übersicht über die Angaben der Gutachter zu den heutigen bzw. zukünftigen Kosten regenerativer Energien	Sekretariat der Enquete-Kommission Oktober 1989
31a	Informationen zu den Kostenannahmen für solare Stromerzeugungstechnologien	DIW, DLR, EWI, FfE, LBS, Uni Oldenburg November 1989
32	Strukturierung der weiteren Bearbeitungsschritte der TA-Untersuchung „Solarer Wasserstoff"	DIW, DLR, EWI, FfE, LBS, Uni Oldenburg November 1989
33	Übersicht über das gesamte Studienprogramm der Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre"	Sekretariat der Enquete-Kommission November 1989
34	Vorschlag zur Gliederung und zu den Inhalten der Endberichte	Nitsch, J., DLR, Stuttgart November 1989

Nr.	Titel	Verfasser/Hrsg./Quelle
35	Verabredungen auf der Arbeitssitzung zum Gutachten „Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft"	Nitsch, J., DLR, Stuttgart Dezember 1989
36	Überarbeitete Gliederung und Inhaltsangabe für die Endberichte	Nitsch, J., DLR, Stuttgart Dezember 1989
37	Ausarbeitung zum weiteren Vorgehen im Hinblick auf die Erarbeitung von energiepolitischen Handlungsempfehlungen als Teil des Kommissionsberichts	Sekretariat der Enquete-Kommission Januar 1990
38	Materialienband II - Schlüsseltechnologien -	LBS, DLR, FfE März 1990
39	Terminplanung	Sekretariat der Enquete-Kommission Februar 1990
40	Entwurf der Gliederung des Abschlußberichts	Nitsch, J., DLR, Stuttgart Februar 1990
41	Entwurf der Gliederung Band V	Nitsch, J., DLR, Stuttgart Februar 1990
42	Materialienband I (Entwurf) — Entwicklungspfade — Zusammenfassung	DIW, DLR März 1990
43	Materialienband III (Entwurf) — Struktur — Zusammenfassung	DLR, Uni Oldenburg März 1990
44	Materialienband IV (Entwurf) — Kosten und Wirtschaftlichkeit —	EWI, DIW, DLR März 1990
45	Materialienband V (Entwurf) — Auswirkungen, Folgen und Realisierungsbedingungen —	DIW, DLR, EWI, FfE, LBS, Uni Oldenburg März 1990
46	Tischvorlage für die Besprechung am 27.4.1990 — Knappe Darstellung der wesentlichen Ergebnisse der Untersuchung — Vergleich und Beurteilung der Entwicklungspfade und Aufbaustrategien	DIW, DLR, EWI, FfE, LBS, Uni Oldenburg April 1990
47	Stellungnahme zur Anhörung	Fuchs, M., Bayernwerk April 1990
48	Anmerkung zum Thema „Einbeziehung der DDR in die Überlegungen zur Reduktion der Emissionen klimawirksamer Spurengase"	Michaelis, H., Köln März 1990
49	Entwurf von Handlungsempfehlungen zum Aufbau einer solaren Energieversorgung unter Einschluß von Wasserstoff	DIW, DLR, EWI, FfE, LBS, Uni Oldenburg Mai 1990
50	Vorschlag zum Aufbau des Kommissionsberichts	Sekretariat der Enquete-Kommission Mai 1990
51	Bericht – Handlungsprogramm für das 21. Jahrhundert –	Ministry of International Trade and Industry, Japanese Government Juni 1990
52	Stellungnahme zum Endbericht	Schneider, R., Deutscher Gewerkschaftsbund August 1990
52a	Stellungnahme (neu) zum Bericht der Gutachter	Schneider, R., Deutscher Gewerkschaftsbund September 1990
53	Entwurf einer Zusammenfassung zum Kommissionsbericht	Sekretariat der Enquete-Kommission August 1990

Nr.	Titel	Verfasser/Hrsg./Quelle
54	Entwurf zum Abschnitt – Auftrag und Durchführung der Kommissionsarbeit –	Sekretariat der Enquete-Kommission August 1990
55	Stellungnahme zum Bericht der Gutachter	Prof. Dr. Paschen, KFK/AFAS August 1990
56	Stellungnahme zum Bericht der Gutachter	Dr. Warrikoff, MdB August 1990
57	Stellungnahme zum Bericht der Gutachter	Prof. Dr. Gralher August 1990
58	Stellungnahme zum Bericht der Gutachter	Bulmahn, E., MdB September 1990
58a	Stellungnahme (neu) zum Bericht der Gutachter	Bulmahn, E., MdB September 1990
59	Stellungnahme zum Bericht der Gutachter	Dr. Müller, J. September 1990
60	Stellungnahme zum Bericht der Gutachter	John von Freyend, E. September 1990





Druck: Bonner Universitäts-Buchdruckerei, 5300 Bonn
Alleinvertrieb: Verlag Dr. Hans Heger, Postfach 20 13 63, Herderstraße 56, 5300 Bonn 2, Telefon 02 28/36 35 51, Telefax 02 28/36 12 75
ISSN 0722-8333